

INFORME TÉCNICO

Aporte práctico, técnico y científico de un grupo de Profesionales de la Industria del Petróleo expertos en la Exploración y Producción de Yacimientos No Convencionales

Julio 2020

TABLA DE CONTENIDO

1. Resumen Ejecutivo

2. Informes de los Expertos

3. Documentos personales de los expertos

- Gildardo Osorio
- Diego Flórez
- María José Nieto
- Carlos Macellari
- Daniel Olivares

1. Resumen Ejecutivo

Un grupo de profesionales de la Ingeniería y la Geología, principalmente COLOMBIANOS y otros extranjeros que en algún momento de su carrera profesional desarrollaron actividades en el país, con formación y experiencia en operaciones de exploración y producción de hidrocarburos de Yacimientos No Convencionales (YNC), elaboramos este escrito para apoyar la realización de los proyectos piloto de investigación integral de yacimientos no convencionales en Colombia. El escrito se elaboró principalmente para que el honorable Consejo de Estado pueda tener en cuenta una visión objetiva, transparente, a partir de la experiencia y con rigor técnico y científico sobre el tema en mención y le sirva de referencia dentro de los análisis que está realizando para decidir sobre la permanencia o no, en el ordenamiento jurídico, de las normas técnicas expedidas en su momento por el Gobierno Nacional y el Ministerio de Minas y Energía para la exploración de los YNC. En segunda medida, para que le sirva de referencia al país como punto de análisis y apoyo para la decisión de continuar con la etapa de explotación, la cual dependerá de que estos pilotos arrojen resultados de sostenibilidad ambiental, social, técnica y económica, hecho que movería en varios lustros hacia el futuro nuestro autoabastecimiento energético.

Tal como se señaló anteriormente, hacemos entrega de este informe a nuestras asociaciones de profesionales en Colombia, la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos – ACIPET, la Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del petróleo – ACGGP, con la solicitud formal de que lo aporten a los procesos judiciales, para que los jueces en sus decisiones tengan en cuenta esta voz de un grupo de profesionales que día a día laboran en la exploración y producción de petróleo y gas desde yacimientos no convencionales, empleando la técnica vulgarmente conocida como fracking en países que ya entraron en fase de explotación.

Para facilitar la lectura de estos Informes, a continuación, se presentan las Conclusiones que cada uno de nosotros condensa. En el anexo se aportan resúmenes de la formación y experiencia de los autores, y una declaración de ausencia de conflictos de interés y de interés en aportar nuestro conocimiento científico y técnico.

RESPONSABILIDAD DE LOS INFORMES

Los suscritos en calidad de expertos, declaramos que en la emisión de los presentes informes hemos colocado toda nuestra experiencia y conocimiento en el desarrollo de los mismos, así como la diligencia, seriedad, idoneidad y responsabilidad en el trabajo efectuado, poniendo a disposición del honorable Consejo de Estado todo el conocimiento, cuidado, diligencia y prudencia en los términos del Artículo 2144 del Código Civil.

De igual forma, certificamos que nuestra opinión es independiente y se basa en nuestro real conocimiento, experiencia y convicción profesional.

En el mismo sentido, declaramos que nuestros informes, no versan sobre puntos de Derecho acorde al Artículo 226 Ley 1564 de 2012.

Finalmente declaramos que no nos encontramos incurso en las causales contenidas en el artículo 50 del Código General del Proceso.

METODOLOGÍA UTILIZADA

Los presentes informes se terminaron de elaborar el 25 de julio de 2020, utilizando el Método Analítico, con información reciente y de vanguardia del mercado y las operaciones de exploración y explotación de yacimientos no convencionales e información pública obtenida por medios propios, a partir de los múltiples años de experiencia y experticia en el desarrollo de nuestra labor profesional. Adicionalmente, utilizando las reglas de la sana crítica fueron revisados en detalle los conceptos del Experticio desarrollado por la Universidad Nacional en sus diferentes partes, para ser analizados todos sus elementos, observando su naturaleza, causas y los efectos.

LOS PROFESIONALES DEL GRUPO

Julio de 2020

Gildardo Osorio

Colombiano. Ingeniero de Petróleos de la Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín. Matrícula Profesional 03435 CPIP, Colombia; MSc, The University of Southwestern Louisiana; PhD y Post-Doctorado, New Mexico Institute of Mining and Technology. 14 años como profesor de planta y cátedra en la Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín. Director de más de 40 tesis de grado, reconocido como docente excepcional, orador distinguido en ceremonias de graduación. Más de 25 años de experiencia en diferentes áreas de la geomecánica aplicada a la industria del petróleo y los últimos años en yacimientos no convencionales en Argentina.

El crecimiento de las fracturas hidráulicas en Yacimientos No Convencionales (YNC) ha sido objeto de numerosas investigaciones técnico-científicas. Los resultados son contundentes y conclusivos: existen diferentes tipos de barreras que físicamente impiden el crecimiento de la fractura hidráulica y limitan su extensión vertical.

El contraste de propiedades el sticas¹ y gradiente de fractura (presión a la cual un intervalo específico de roca se rompe y admite fluido) representan fuertes barreras para la propagación de la fractura por lo cual, es imposible que alcance los ac  feros de aguas subterráneas ubicados varios miles de metros por encima de los Yacimientos No Convencionales (YNC).

Los principales mecanismos de contención de las fracturas incluyen: cambios en los esfuerzos "in-situ"² con la profundidad, contraste en las propiedades geomec nicas³, existencia de planos de debilidad, cambios en la presión de poro⁴ y la existencia de fallas⁵.

Miles de datos de fracturas hidr ulicas⁶ realizadas en la formación Barnett en Estados Unidos demuestran que, aún los toques de los máximos crecimientos verticales de las fracturas hidráulicas mapeadas est n a miles de pies⁷ por debajo de los ac  feros más profundos.

¹ Propiedad mecánica de ciertos materiales de sufrir deformaciones reversibles cuando se encuentran sujetos a la acción de fuerzas exteriores y de recuperar la forma original si estas fuerzas exteriores se eliminan. <https://adriansuarezciencia.blogspot.com/2016/07/propiedades-elasticas-de-los-materiales.html>

² Fuerza ejercida sobre un área en el subsuelo que dependen de los diferentes tipos de roca. https://www.portaldelpetroleo.com/2016/03/mecanica-de-las-rocas-aplicado-al_13.html

³ Respuesta de las rocas a los campos de esfuerzos que ocurren en el subsuelo.

⁴ Presión de los fluidos en los poros de una roca, https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pore_pressure.aspx

⁵ Superficie laminar existente en una roca frágil a lo largo de la cual existe un desplazamiento observable. <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/fault.aspx>

⁶ Fractura inducida por presión, causada por la inyección de fluido en una formación rocosa objetivo. El intervalo se presuriza hasta alcanzar la presión de ruptura de la formación, o presión de iniciación de la fractura, punto en el cual la roca se rompe. https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiQhMrXxYfrAhUumuAKHacIDQ0QFjABegQIDBAD&url=https%3A%2F%2Fwww.slb.com%2F-%2Fmedia%2Ffiles%2Foilfield-review%2Fdefining-hydraulics-spanish&usq=AOvVaw17flyYm_BeoV_s-LYtKhIP

⁷ Un pie es equivalente a 0.3048 metros.

Resultados similares se obtuvieron para las formaciones Woodford, Marcellus y Eagle Ford, también en Estados Unidos.

En el caso de la Formación Vaca Muerta en Argentina, las medidas de micro-sísmica indican que el crecimiento de fractura estuvo contenido dentro de la misma formación Vaca Muerta donde se generó la fractura. La fractura superior levemente creció hasta la formación suprayacente la cual se encuentra a 3 km de la superficie de la tierra. Naturalmente, estas profundidades están lejos de todo acuífero de agua potable cerca de la superficie.

Existen grandes variaciones de esfuerzos debido a los cambios litológicos⁸. Cuando la propagación de la fractura se encuentra con una zona de altos esfuerzos (alto gradiente de fractura), la fractura se contiene y queda atrapada en la zona de más bajos esfuerzos. Cuando la propagación de la fractura encuentra una zona de alta permeabilidad, el fluido inyectado con el material de fractura se filtra a través de la zona de alta permeabilidad, lo que disminuye la presión en la punta de la fractura. Cuando la presión en la punta de la fractura alcanza valores menores a la presión de propagación de fractura, la fractura pierde energía y cesa su propagación.

Diego Flórez

Colombiano. Ingeniero Civil de la Universidad de los Andes; Matricula Profesional 2502-417408 de Colombia. Experto en Cementación. 20 años en la industria de petróleo en técnicas de cementación e integridad de pozos para petróleo y gas en Colombia, México, Centroamérica, Perú. Consultor Independiente.

Durante la perforación de un pozo para la explotación de hidrocarburos se atraviesan algunas formaciones de roca que tienen líquidos y gases en su interior. El aislamiento de estos fluidos, entre ellos las aguas subterráneas, se realiza con varias tuberías de revestimiento en acero y con el bombeo de cemento que sella el espacio anular entre las tuberías de acero y la roca. Este aislamiento evita el movimiento de los líquidos y gases que se encuentran en el interior de las formaciones hacia otras formaciones y hacia la superficie. El riesgo de contaminación de las aguas subterráneas por operaciones de explotación no convencional está definido por el riesgo de la pérdida del aislamiento de los fluidos que se encuentran en el interior de las formaciones. Los generadores del riesgo de la pérdida del aislamiento de los fluidos que provee el cemento y las tuberías de

⁸Naturaleza macroscópica del contenido mineral, la granulometría, la textura y el color de las rocas.
<https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/l/lithologic.aspx>

revestimiento de acero son conocidos y su prevención o remediación, se encuentran completamente identificados por la industria de hidrocarburos.

Los generadores del riesgo de la pérdida de aislamiento de fluidos con el cemento tienen medidas de prevención y de mitigación que reducen su probabilidad de ocurrencia y minimizan el impacto sobre el pozo o sobre el medio ambiente.

El documento presentado por la Universidad Nacional de Colombia se concentra en los riesgos, pero no hace referencia a las medidas de prevención y de mitigación que son aplicables para controlar el riesgo. Una vez estas medidas son implementadas, se previene el posible impacto negativo de las operaciones de explotación de hidrocarburos con técnicas convencionales y no convencionales.

La industria de petróleo y gas cuenta con la ingeniería, tecnología y normatividad técnica suficiente y de vanguardia para responder a los retos de aislamiento de fluidos en pozos en yacimientos no convencionales y con ello, construir pozos que son seguros, ambientalmente responsables y productivos.

María José Nieto

Colombiana. Geóloga de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Bogotá; Matrícula Profesional 2568 CPG; MSc en Geografía Humana, Beca Caldas - Universidad de los Andes. Investigadora en Ecología Política, Historia Ambiental y Cambio del Paisaje. 10 años de experiencia en el sector minero-energético, investigadora sobre la relación de los recursos naturales con el medio ambiente, interacciones sociales y culturales.

La historia ambiental y la Ecología Política son metadisciplinas de la geografía, la antropología y la historia, entre otras, cada vez más populares en el análisis de discurso acerca de naturaleza, recursos naturales y comunidades. La relevancia de ejercer este tipo de ejercicios radica en que las posturas sobre medio ambiente y sociedad están ligados a sistemas de verdades, que más que ser ciertos o falsos, se caracterizan por sancionar y promulgar sistemas de conocimientos que terminan repercutiendo de manera material en el mundo y la sociedad. Es así que las verdades defendidas por los llamados discursos verdes legitiman de manera casi instantánea casi todo lo que se quiera defender dentro del marco de la conservación ambiental, aunque muchas veces no termine ocurriendo cosa tal, y sancionan todo lo que se considere, generalmente a priori, va en contra de ella; estos discursos verdes imponen también formas de comportamiento, autorregulación, vigilancia y cómo no, de consumo de productos y discursos, que en buena parte, ejercen modos de diferenciación y exclusión social. Una de las mayores críticas que realiza la Ecología Política al ambientalismo la dirige a que la conservación en buena medida se ha

convertido en una excusa para quitar el control de los recursos y de las decisiones territoriales a los pueblos y comunidades.

En primera instancia, en el Dictamen Pericial de la Universidad Nacional (Guerrero, et al., 2020) se omite toda la historia de profundas transformaciones ambientales ejercidas desde tiempos precolombinos en el territorio colombiano, y de los pulsos de reflorecimiento de las coberteras vegetales en los siglos posteriores debidos a la dramática reducción de la población indígena. Esta omisión es la manifestación de visiones que no sólo idealizan la relación de la población indígena con su entorno como si ésta pudiera generar su sustento de la nada sino que, más grave aún, al proponer la existencia de paisajes prístinos niegan la presencia histórica de la población local en un territorio, su derecho de posesión y de toma de decisiones territoriales.

Por otro lado, respecto a la coexistencia de regímenes distintos al presentarse proyectos energéticos, el Dictamen Pericial (Ibid.) niega abiertamente el cambio cultural al considerar que las comunidades étnicas deben permanecer estáticas y puras, oponiéndose al derecho que tienen las personas a sopesar otras posibilidades y formas de verse e interactuar en el mundo, con otros actores y dentro de otros modos de producción, y señalándolas como incapaces a la hora de tomar decisiones responsables sobre su futuro, su comunidad y su territorio.

Finalmente, es notorio en el Dictamen Pericial (Ibid.), la falta de diálogo de fuentes que expongan casos en los que los procesos de concertación entre comunidades y empresas mineras o petroleras muestren también la manera cómo han venido evolucionando estas negociaciones, las formas en las que se han logrado refinar los marcos jurídicos de protección para los actores locales, y las maneras en las que academia y comunidades han venido considerando que se han logrado beneficios. Particularmente, en el transcurso de las últimas dos décadas Australia y Canadá han venido mostrando de manera muy clara cómo se pueden ir guiando estos procesos de manera que ya existen marcos jurídicos para analizar en el caso latinoamericano; las comunidades han venido reivindicando estos procesos en la medida en que les ha representado independencia económica y fortalecimiento de su soberanía territorial; las mujeres se ven cada vez más representadas en estos espacios de concertación; y dado que las exigencias ambientales y sociales impuestas a los proyectos empiezan a incluir la protección y rescate de saberes locales ancestrales ambientales y culturales, se abren espacios interesantes para el diálogo de saberes guiados por los crecientes adelantos en etnoeducación. En la medida en que la autonomía dada a las comunidades en los procesos de concertación viene significando la consecución de beneficios para las mismas, ya entrados en el siglo XXI, estos proyectos empiezan a vislumbrarse como oportunidades únicas de empoderamiento para las

comunidades étnicas en Colombia. Así como Noruega, Australia y Canadá han apostado en momentos dados por la minería y los hidrocarburos, reconocer el derecho que tiene Colombia a evaluar los logros obtenidos y los problemas que se deben sortear, implica observar al país y a la nación en condiciones de igualdad respecto a la comunidad internacional.

Carlos Macellari,

Argentino. Licenciado en Geología de la Universidad de la Plata; MSc, The Ohio State University; PhD, The Ohio State University. 32 años en la industria de petróleo, 7 años Director de Exploración y Desarrollo de Tecpetrol para el desarrollo de Vaca Muerta, el principal Yacimiento No Convencional de la Argentina. Profesor invitado de la UIS y EAFIT en Colombia. Autor de numerosas publicaciones relacionadas con los Yacimientos No Convencionales.

El Desarrollo de yacimientos no convencionales por medio del fracking ha tenido un enorme impacto económico en los países en donde se ha alcanzado un grado de desarrollo industrial, como lo son los EE. UU., y más recientemente en la Argentina. En estos países se generó una distribución de la riqueza muy importante que beneficia a toda la población, generando empleo y la creación de industrias locales. Sin duda estas actividades tienen riesgos de posibles impactos ambientales y sociales, pero existen en todos los casos formas de mitigación. La experiencia recorrida de 20 años por otros países permitirá en el caso de Colombia incorporar una serie de lecciones aprendidas, tanto del punto de vista técnico, de salud pública, como socio ambiental, para poder recorrer un camino mucho más rápido, costo eficiente y seguro en la incorporación de estos recursos. La caracterización de estos recursos con programas piloto bien diseñados, son de primordial importancia para establecer el potencial, al igual que identificar rápidamente los desafíos ambientales y sociales y desarrollar medidas de mitigación temprana.

Finalmente, se quiere recalcar la importancia de un programa piloto para caracterizar a estos recursos. Desde el punto de vista geológico, el plan piloto permite identificar él o los niveles de navegación dentro de la roca. La roca madre o generadora (en el caso de Colombia, la más notable es la Formación La Luna), no es homogénea y siempre hay uno o más niveles que tienen las características ideales para ser producidos (esto depende de la cantidad de materia orgánica, la susceptibilidad a ser fracturada, la porosidad etc.). Sin embargo, el comportamiento de un nivel, si bien se puede identificar con registros eléctricos, no se puede establecer hasta que se pone en producción. La posibilidad de que la roca tenga múltiples niveles de navegación puede duplicar, triplicar o aún más los recursos disponibles. Por eso es muy importante identificarlos en forma temprana. Del punto de vista de la ingeniería de yacimientos, es fundamental entender el caudal de producción, las variaciones de presión con la producción, la recuperación del agua, la

forma más eficiente de manejar el “choke” o estrangulamiento de la tubería de producción, con el fin de maximizar la producción sin dañar o afectar el pozo, y maximizar la producción final, y también de conocer el “hydrocarbon yield” que es la relación de petróleo producido por unidad de producción de gas. Otro elemento fundamental es comprender cuales son las técnicas de completamiento más adecuadas: cantidad y calidad del proppant (propante), tipos de fluidos utilizados, caudales de bombeo, espaciamiento óptimo entre fracturas y números de clusters. Una de las preguntas más importantes a contestar es el espaciamiento horizontal entre pozo y pozo. Si esta distancia es muy pequeña, se destruye valor por sobreperforación; si es demasiado grande, se dejan recursos valiosos sin desarrollar. Esto se puede establecer en el programa piloto midiendo la interferencia entre pozos, con datos de presión, trazadores químicos, y también por la microsísmica. Esta distancia hay que definirla al comienzo de un desarrollo, ya que después va a ser muy tarde para cambiarla. Es decir que un programa piloto con múltiples pozos es fundamental para poder establecer el verdadero potencial de este recurso. El avance de un programa piloto bien diseñado es el primer paso para definir la magnitud del recurso que tiene el país. Una vez establecido esto se podrán planificar las actividades y perfeccionar el marco regulatorio para adelantar esta actividad con el mayor costo beneficio posible para la sociedad.

Daniel Olivares

Mexicano. Ingeniero Geólogo de la Universidad Autónoma de Nuevo León; Matricula Profesional 5009221 de México. Experto en Estratigrafía y Sedimentología de Yacimientos No Convencionales. 15 años en la industria de petróleo, 3 años Coordinador Evaluación del Potencial del de los objetivos No Convencional - Lutitas Gasíferas en el Jurásico Superior, Cuencas de Sabinas y Burgos de México y perforación del primer pozo productor en éstas Lutitas. Consultor en Exploración y Producción de PEMEX.

Desde el punto de vista exploratorio, el aprovechamiento de los yacimientos de lutitas ha sido revolucionario, el último gran hallazgo de esta industria. Y es que, en los inicios de la era del petróleo, nadie hubiera imaginado que la roca madre o generadora, podría convertirse en un yacimiento explotable de hidrocarburos y menos aún, producir volúmenes tan importantes de aceite y gas que permitieran proveer seguridad energética, autosuficiencia y desarrollo económico y social a algunas naciones.

Es cierto, que, como toda actividad industrial a beneficio del ser humano, tiene un precio en cuanto a posibles impactos ambientales y sociales, que es, en opinión de quien suscribe, la principal controversia y debate en este tema. No obstante, ese impacto puede ser negativo, pero también positivo si se usa como herramienta de beneficio social y

aceleramiento de la transición energética, es decir mirar el vaso medio lleno y no medio vacío, como algunos críticos lo han querido indicar.

A la fecha, se acumulan más de 30 años de experiencia en la exploración y explotación de estos recursos naturales, los riesgos inherentes a esta actividad, como se citarán en el presente documento, han sido identificados por diversos autores y existen lineamientos y regulaciones que los administran, dependiendo de cada empresa o nación. Algunos de estos lineamientos y prácticas recomendadas, de alcance internacional, son lo del American Petroleum Institute (API) y el Approved American National Standard (ANSI), que no son propios de las operaciones en yacimientos no convencionales, pero en sus versiones posteriores a la explotación de estos recursos, han profundizado en las regulaciones referentes al fracturamiento hidráulico (API, 1987; ANSI/API, 2008; API, 2009; API, 2010; API, 2011; ANSI/API, 2014; ANSI/API, 2015; ANSI/API, 2015a; API, 2018). Pero lo más importante es que las mejores prácticas están escritas, dado que los riesgos ya fueron analizados, estudiados y caracterizados, como es de suponerse, por quienes dieron los primeros pasos en esta actividad.

Desde la evaluación del potencial petrolero, la caracterización geológica integral del play, los modelos detallados, la ubicación de las oportunidades exploratorias, las perforaciones de prueba de concepto, el monitoreo microsísmico, el desarrollo, el acompañamiento del cuidado ambiental, las normas y regulaciones, etc., todo representa una aproximación multidisciplinaria integral al estudio, comprensión y decisión de explotación de estos importantes recursos energéticos.

La captura de valor temprana, mediante documentación de experiencias e identificación de riesgos potenciales es fundamental para lograr lineamientos y regulaciones que permitan un aprovechamiento responsable de los recursos no convencionales, a sabiendas que, cualquiera que se embarque en el aprovechamiento de cualquier recurso energético (llámese renovable o no renovable), sabrá que estas actividades tienen riesgos e impactos propios que deberán mitigarse y asumirse.

En el caso de México, se aprovechó la cercanía y familiaridad con las operaciones petroleras estadounidenses en la frontera, y se capitalizó el profundo conocimiento geológico que los expertos mexicanos tienen de las cuencas petroleras nacionales, para emprender la exploración, prueba de concepto, regulación, cuidado del medio ambiente y desarrollo de estos recursos prospectivos, que representan el 57% del potencial petrolero remanente de dicho país. El documento representa la opinión de su autor basado en su conocimiento y experiencia acumulado a lo largo de más de 12 años en la industria petrolera mexicana y en la participación en el éxito de la exploración inicial de

los yacimientos no convencionales en México. Dicha opinión técnica tiene como objetivo servir de referente, a partir de la experiencia práctica vivida y aportar valor para la toma de decisiones que a juicio de quienes las toman, representen el mayor beneficio para el pueblo de Colombia.

2. Informes de los Expertos

OBSERVACIONES AL INFORME:

GRUPO INTERDISCIPLINARIO DICTAMEN PERICIAL FRACKING
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
CUESTIONARIO DEL CONSEJO DE ESTADO

ENERO DE 2020

Expediente 57819 (11001032600020160014000)

Autores

Guerrero, J.; Castiblanco, C.; Rodríguez, A. I.; Vélez, J. J.; Galindo, P. E.; Roth, A. N.



Por:

Gildardo Osorio

Ingeniero de Petróleos

Matrícula Profesional No.: 03435 CPIP

Doctorado en Geomecánica de Petróleos

Maestría en Reservorios de Petróleo y Gas Natural

Experto en Geomecánica

Bogotá, Junio 2020

Conclusiones

El crecimiento de las fracturas hidráulicas en Yacimientos No Convencionales (YNC) ha sido objeto de numerosas investigaciones técnico-científicas. Los resultados son contundentes y conclusivos: existen diferentes tipos de barreras que físicamente impiden el crecimiento de la fractura hidráulica y limitan su extensión vertical.

El contraste de propiedades elásticas⁹ y gradiente de fractura (presión a la cual un intervalo específico de roca se rompe y admite fluido) representan fuertes barreras para la propagación de la fractura por lo cual, es imposible que alcance los acuíferos de aguas subterráneas ubicados varios miles de metros por encima de los Yacimientos No Convencionales (YNC).

Los principales mecanismos de contención de las fracturas incluyen: cambios en los esfuerzos “in-situ”¹⁰ con la profundidad, contraste en las propiedades geomecánicas¹¹, existencia de planos de debilidad¹², cambios en la presión de poro¹³ y la existencia de fallas¹⁴.

Miles de datos de fracturas hidráulicas realizadas en la formación Barnett en Estados Unidos demuestran que, aún los toques de los máximos crecimientos verticales de las fracturas hidráulicas mapeadas están a miles de pies¹⁵ por debajo de los acuíferos más profundos. Resultados similares se obtuvieron para las formaciones Woodford, Marcellus y Eagle Ford, también en Estados Unidos.

En el caso de la Formación Vaca Muerta en Argentina, las medidas de micro-sísmica indican que el crecimiento de fractura estuvo contenido dentro de la misma formación Vaca Muerta donde se generó la fractura. La fractura superior levemente creció hasta la formación suprayacente la cual se encuentra a 3 km de la superficie de la tierra. Naturalmente, estas profundidades están lejos de todo acuífero de agua potable cerca de la superficie.

⁹ Propiedad mecánica de ciertos materiales de sufrir deformaciones reversibles cuando se encuentran sujetos a la acción de fuerzas exteriores y de recuperar la forma original si estas fuerzas exteriores se eliminan. <https://adriansuarezciencia.blogspot.com/2016/07/propiedades-elasticas-de-los-materiales.html>

¹⁰ Fuerza ejercida sobre un área en el subsuelo que dependen de los diferentes tipos de roca. <https://www.portaldelpetroleo.com/2016/03/mecanica-de-las-rocas-aplicado-al-13.html>

¹¹ Respuesta de las rocas a los campos de esfuerzos que ocurren en el subsuelo.

¹² Zona de acumulación de tensiones, por la que es más probable la rotura o, en el caso de formaciones rocosas, la falla. <http://diccionario.raing.es/es/lema/plano-de-debilidad>

¹³ Presión de los fluidos en los poros de una roca, https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pore_pressure.aspx

¹⁴ Superficie laminar existente en una roca frágil a lo largo de la cual existe un desplazamiento observable. <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/fault.aspx>

¹⁵ Un pie es equivalente a 0.3048 metros.

Existen grandes variaciones de esfuerzos debido a los cambios litológicos¹⁶. Cuando la propagación de la fractura se encuentra con una zona de altos esfuerzos (alto gradiente de fractura), la fractura se contiene y queda atrapada en la zona de más bajos esfuerzos. Cuando la propagación de la fractura encuentra una zona de alta permeabilidad, el fluido inyectado con el material de fractura se filtra a través de la zona de alta permeabilidad, lo que disminuye la presión en la punta de la fractura. Cuando la presión en la punta de la fractura alcanza valores menores a la presión de propagación de fractura, la fractura pierde energía y cesa su propagación

Experiencia relevante

José Gildardo Osorio Gallego adquirió su título de doctor en geomecánica de petróleos de *"The New Mexico Institute of mining and Technology"* (USA), su maestría en reservorios de petróleo y gas natural de *"The University of Louisiana at Lafayette"* (USA) y su título en ingeniería de petróleos de la *Universidad Nacional de Colombia*. Actualmente es el gerente corporativo de estudios geomecánicos en PLUSPETROL. Antes de su trabajo en PLUSPETROL, se desempeñó como asesor *senior* en geomecánica en EQUION ENERGIA, ingeniero *senior* de geomecánica en *"BP EXPLORATION COLOMBIA"* y profesor asociado de la *Universidad Nacional de Colombia*. En esta última entidad, ha dirigido más de 40 tesis de grado, ha recibido el reconocimiento a la docencia excepcional en varias ocasiones y ha sido orador distinguido en ceremonias de graduación. Tiene más de 25 años de experiencia en diferentes áreas de geomecánica de petróleos: yacimientos no convencionales, desarrollo y calibración de modelos geomecánicos, estabilidad de pozos, fracturamiento hidráulico, reactivación de fallas, reservorios naturalmente fracturados, daño de formación geomecánico, micro-sismicidad, simulación acoplada de flujo de fluidos con deformación geomecánica, análisis de esfuerzos, evaluación de propiedades mecánicas de la roca, pérdida de productividad e injectividad por deformación de roca & fracturas naturales, integridad de sello de reservorios y producción de arena. Es miembro de la *"Petroleum Geomechanics Comission"* de la *"International Society for Rock Mechanics"*. Ha sido orador invitado de diversos congresos internacionales de yacimientos no convencionales, los cuales incluyen:

- Osorio, J.G.: *"Understanding Some Geomechanics Aspects Affecting the Hydraulic Fracturing Performance in Shale Reservoirs."* VI Brazilian Rock Mechanics Symposium, Goiania, Goiás, Brazil, September 9th - 13th, 2014.
- Osorio, J.G.: *"Enfoque Técnico del Proyecto PLUSPETROL de Recursos No Convencionales en Vaca Muerta – Neuquén – Argentina: Avances, Retos, Estado Actual y Futuro."* Foro Internacional Avances en la Exploración y Explotación de Recursos No Convencionales, Lima, Perú, julio 17 – 18, 2014.
- Osorio, J.G.: *"Fracturing Vaca Muerta Oil Formation in PSO and LJE Blocks (Argentina): Geomechanics Observations, Challenges and Way Forward."* SPE Workshop Applied

¹⁶Naturaleza macroscópica del contenido mineral, la granulometría, la textura y el color de las rocas.
<https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/l/lithologic.aspx>

Geomechanics in the E&P Industry: Best Practices and Recent Technological Developments, Guadalajara, Mexico, 29-30 April 2014.

- Osorio, J.G.: *“Deforming the Rock: Geomechanical properties – which ones are critical?”* AAPG-SEG-SPE-SPWA-SPEE Unconventional Reservoir Summit II: Building & Applying a Universal Workflow for Low Permeability Oil & Gas Reservoirs, The Woodlands, Texas, 21–24 August 2017.
- Osorio, J.G.: *“Laboratory tests design, best practices and results for geomechanical characterization of unconventional reservoirs – Vaca Muerta field case.”* Octavo Simposio Internacional de Geomecánica, Bucaramanga, Colombia, 8 - 10 de mayo de 2019.

Concepto pericial

El presente informe se concentra en la pregunta del Consejo de Estado que sigue a continuación, sobre la posibilidad que la fractura hidráulica se propague hasta los acuíferos y los contamine.

¿Puede una fractura hidráulica generada al interior de un yacimiento no-convencional propagarse hasta profundidades someras y crear canales de comunicación hasta contactar acuíferos fuentes del suministro de agua potable?

El crecimiento de las fracturas hidráulicas en yacimientos no convencionales ha sido objeto de numerosas investigaciones técnico-científicas en la comunidad geomecánica universal (Maxwell, S.C. y T.I. Urbancic. 2001; Maxwell, S.C., T.I. Urbancic, N. Steinsberger, and R. Zinno. 2003; Warpinski, Wolhart y Wright 2004; Kaiser, P., E. Fortier, E. Gaucher, and C. Maisons. 2004; Pierce, D., Dunlap, L., Suar, C., Zaki, K., Elfayoumi, A., Lolo, M., Abou-Sayed, A., Marinello, S. and Cassanelli, J.P. 2010; Fisher y Warpinski, 2011; Cipolla, C., Maxwell, S., Mark, M. and Downie, M.R. 2011; Weng, X., Kresse, C., Cohen, C., Wu, R. and Gu, H. 2011; Osorio y Muzzio 2013; Maxwell, S.C., Weng, O, Kresse, O. and Rutledge, J. 2013; Roussel, N.P., Florez, H.A. and Rodriguez, A.A. 2013; Rutledge, J.T., Downie, R.C., Maxwell, S.C. and Drew, J.E. 2013). Los resultados de estas investigaciones responden a la inquietud sobre si el crecimiento de las fracturas hidráulicas podría potencialmente propagarse hasta profundidades someras y crear canales de comunicación hasta contactar acuíferos fuentes del suministro de agua potable. El tema ha sido investigado desde diferentes perspectivas: aplicación de tecnologías de mapeo del crecimiento de la fractura (micro-sismicidad y micro-deformación), modelamiento matemático y experimentos con mediciones “in-situ”, entre otras. Los resultados de estas investigaciones son contundentes y conclusivos: existen diferentes tipos de barreras que físicamente impiden el crecimiento de la fractura hidráulica y limitan su extensión vertical. Estas barreras o mecanismos de contención incluyen: cambios en los esfuerzos “in-situ” con profundidad, contraste en las propiedades geomecánicas,

existencia de planos de debilidad, cambios en la presión de poro y existencia de fallas.

Tecnologías de mapeo del crecimiento de las fracturas hidráulicas

En esencia, la micro-sismicidad y la micro-deformación son los dos métodos ampliamente aplicados para el mapeo del crecimiento de las fracturas hidráulicas.

Micro-sismicidad. La micro-sismicidad se fundamenta en la detección y localización de pequeñas perturbaciones dentro del yacimiento causados por proceso del fracturamiento (Albright 1982; Warpinski 2009). Estas perturbaciones se originan por el cambio en los esfuerzos a lo largo de fracturas naturales¹⁷, planos de estratificación¹⁸ y zonas débiles contactados por la fractura hidráulica. Generalmente, el monitoreo micro-sísmico se realiza mediante la localización de un arreglo de geófonos en pozos cercanos al pozo donde se realiza la fractura hidráulica y a profundidades cercanas a la zona fracturada. Los microsismos se caracterizan por la emisión de ondas sónicas que son detectadas por los geófonos en los pozos de monitoreo. La localización de las perturbaciones o microsismos detectados por los geófonos permiten mapear los límites máximos hasta donde la fractura hidráulica se ha extendido.

Micro-deformación. El monitoreo del crecimiento de la fractura hidráulica mediante micro- deformación consiste en medir pequeños desplazamientos en superficie o en pozos cercanos, originados por la fractura hidráulica (Wright et al. 1998). Estas deformaciones son utilizadas para inferir la orientación y crecimiento de la fractura.

Datos reales del crecimiento de fracturas hidráulicas en yacimientos no-convencionales

La Figura 1 presenta datos de miles de fracturas hidráulicas realizadas en la formación Barnett en Estados Unidos (Fisher and Warpinski, 2011). Los datos presentados en el gráfico inferior de la Figura 1 ilustran el tope y base hasta donde se extendió cada fractura en la dirección vertical (el código de colores indica el condado donde se realizó cada etapa de fractura). La línea de color rojo representa la localización de los perforados. Las líneas verticales de color azul en la parte superior del gráfico indican la localización de los acuíferos de agua potable de mayor profundidad en cada condado. Tal como se observa de la Figura 1, aún los topes de los máximos crecimientos verticales de las fracturas

¹⁷ Superficie de rotura dentro de una roca a lo largo de la cual no ha habido desplazamiento.cuando roca es sometida a esfuerzo o a deformación, como sucede con las fuerzas asociadas con la actividad tectónica de placas. Traducción de: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/fracture.aspx>

¹⁸ Superficie que separa diferentes tipos de rocas sedimentarias,

hidráulicas mapeadas están a miles de pies por debajo de los acuíferos más profundos. Las Figuras 2 y 3 presentan resultados similares para las formaciones Woodford, Marcellus y Eagle Ford, también en Estados Unidos.

La Figura 4 presenta la distribución vertical de los eventos micro-sísmicos registrados durante dos fracturas hidráulicas en un pozo vertical en la formación Vaca Muerta en Argentina (Osorio y Muzzio 2013). La extensión de la nube de eventos micro-sísmicos representan el límite máximo del crecimiento de las fracturas hidráulicas (los eventos de color amarillo y azul representan el crecimiento de la fracturas inferior y superior, respectivamente). Claramente, los eventos generados durante la fractura inferior indican que el crecimiento de fractura estuvo contenido dentro de la misma formación Vaca Muerta donde se generó la fractura. La fractura superior levemente creció hasta la formación sobre-adyacente la cual se encuentra a 3 km de la superficie de la tierra. Naturalmente, estas profundidades están lejos de todo acuífero de agua potable cerca de la superficie.

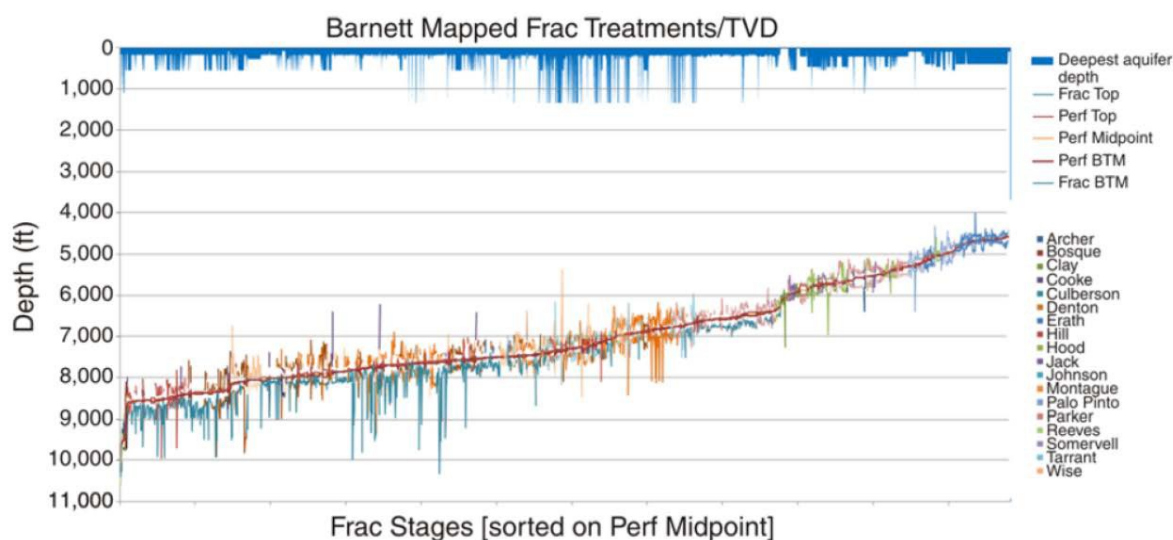


Figura 1. – Crecimiento de miles de fracturas hidráulicas en la formación **Barnett** en Estados Unidos. Las líneas verticales del gráfico inferior representan el crecimiento vertical de las fracturas (el código de colores indica el condado en el cual se realizó la fractura). La línea de color rojo indica la localización de los perforados. Las líneas verticales de color azul en el gráfico superior indican la localización de los acuíferos de agua potable de mayor profundidad en cada condado (Fisher and Warpinski, 2011).

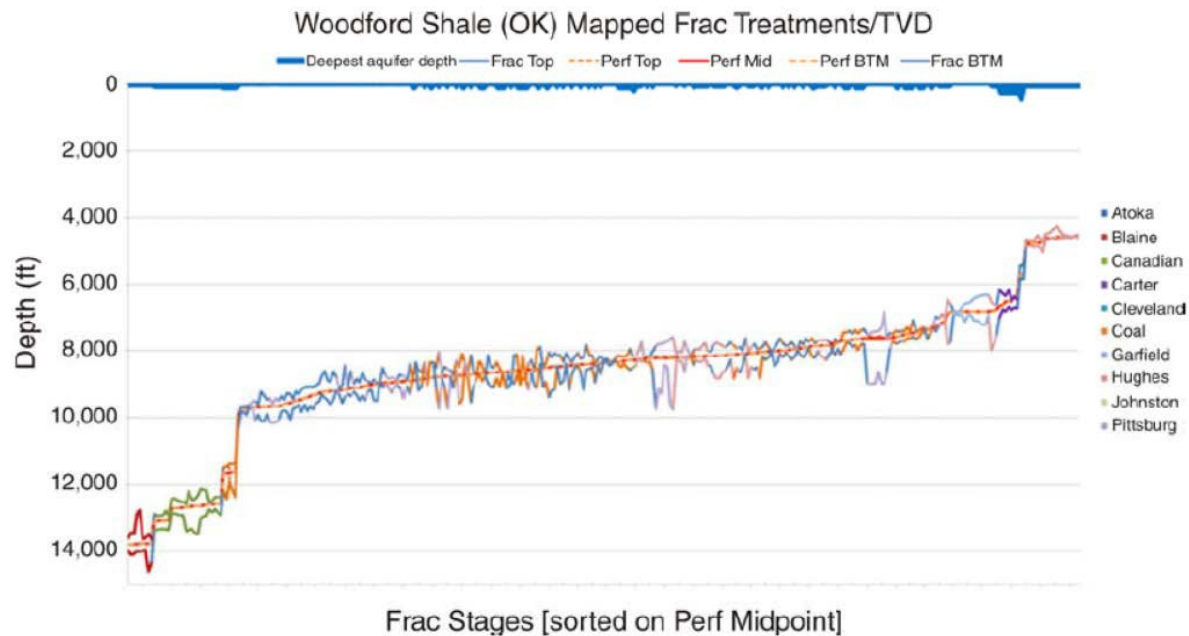


Figura 2. – Crecimiento de fracturas hidráulicas medidas en la formación **Woodford** en Estados Unidos. Las líneas verticales del gráfico inferior representan el crecimiento vertical de las fracturas (el código de colores indica el condado en el cual se realizó la fractura). La línea de color rojo indica la localización de los perforados. Las líneas verticales de color azul en el gráfico superior indican la localización de los acuíferos de agua potable de mayor profundidad en cada condado (Fisher and Warpinski, 2011).

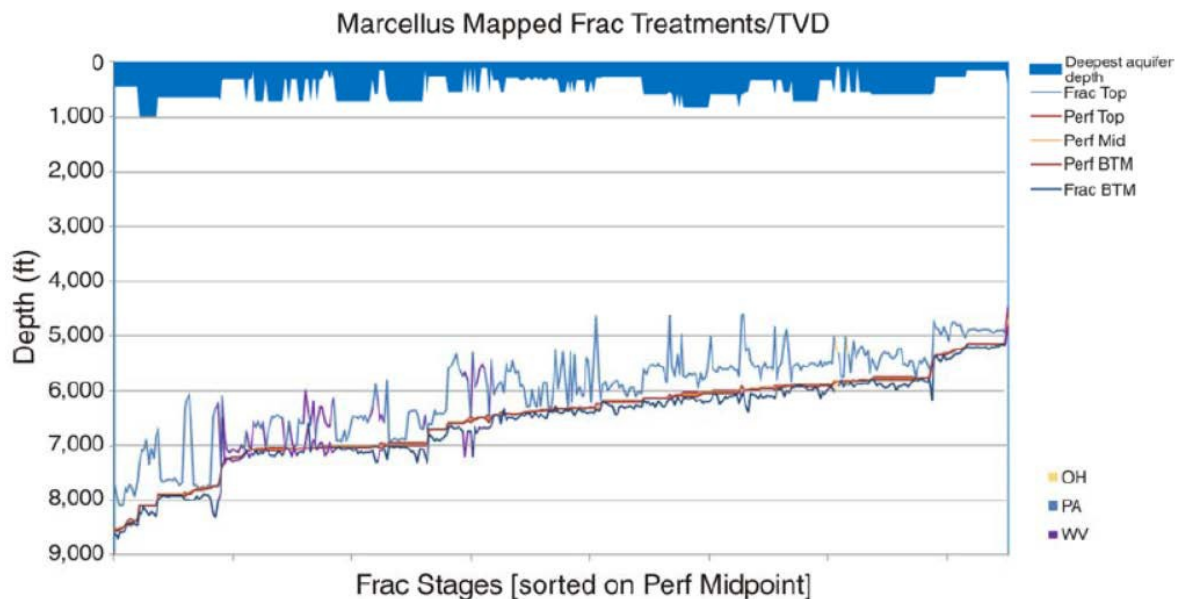


Figura 3. – Crecimiento de fracturas hidráulicas medidas en la formación **Marcellus** en Estados Unidos. Las líneas verticales del gráfico inferior representan el crecimiento vertical de las fracturas (el código de colores indica el condado en el cual se realizó la fractura). La línea de color rojo indica la localización de los perforados. Las líneas verticales de color azul en el gráfico superior indican la localización de los acuíferos de agua potable de mayor profundidad en cada condado (Fisher and Warpinski, 2011)

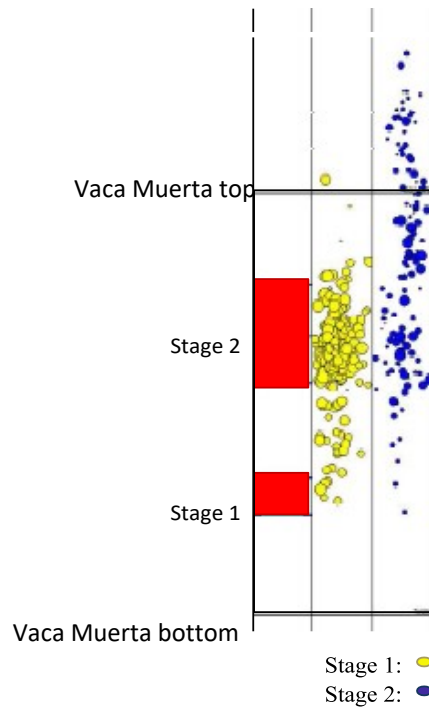


Figura 4. – Distribución vertical de eventos micro-sísmicos indicando el crecimiento de dos fracturas hidráulicas en la formación Vaca Muerta (Argentina). La nube de eventos amarillo y azul representan el crecimiento de las fracturas inferior y superior respectivamente. El tope de la fractura superior está aproximadamente a 3 km de la superficie terrestre (Osorio y Muzzio 2013).

Mecanismos de contención de fracturas

Tal como se presenta en la sección anterior, existen datos reales que revelan la evidente contención vertical del crecimiento de las fracturas hidráulicas. La pregunta que surge como resultado de este hecho es. ¿Cuáles son los mecanismos físicos responsables por la contención de la propagación vertical de las fracturas hidráulicas? Este tema también ha sido fuente de investigación de múltiples investigaciones (Guo y Geehan 2004; Al-Shobaili, Y.M., Bartko, K.M., Gagnard, P.E., Warlick, M. and Baim, A.S. 2009; Fisher y Warpinski, 2011; Osorio y Muzzio 2013; Moreno, J.P. and Osorio, J.G. 2018). A continuación, se resumen los principales mecanismos de contención vertical de las fracturas hidráulicas.

Contraste de esfuerzos. El contraste de esfuerzos actúa como una barrera que evita el crecimiento vertical del crecimiento de la fractura durante el fracturamiento hidráulico. Este efecto ha sido ampliamente estudiado mediante modelamiento (Simonson, E.R., Abou-Sayed, A.S., and Clifton, J.J. 1978; Voegele, M.D., Abou-Sayed, A.S. y Jones, A.H. 1983; Palmer, I.D. y Luiskutty, C.T. 1985), mediciones de campo (Warpinski, N.R., Schmidt, R.A., and Northrop, D.A. 1982) y estudios de laboratorio. Existen grandes variaciones de esfuerzos debido a los cambios litológicos. Cuando la propagación de la fractura encuentra con una zona de altos esfuerzos (alto gradiente de fractura), la fractura se contiene y queda atrapada en la zona de más bajos esfuerzos.

Contraste en módulos elásticos. Debido a la variación litológica, las propiedades elásticas de las rocas varían con profundidad. Cuando el crecimiento de la fractura encuentra una zona de baja fragilidad (bajo módulo de Young y alta relación de Poisson) la fractura se contiene y cesa su propagación (Fisher y Warpinski, 2011; Osorio y Muzzio 2013; Moreno, J.P. and Osorio, J.G. 2018). La Figura 5 presenta un caso de campo donde los contrastes de módulos elásticos y gradiente de fractura originan una fuerte barrera para el crecimiento de la fractura (Moreno,

J.P. and Osorio, J.G. 2018). La pista 1 de la Figura 5 representa el contenido de arcilla. La pista 2 hace referencia a los tiempos compresionales y de cizalla. La pista 3 contiene la relación de Poisson (PR) y el módulo de Young (YM), colores negro y verde, respectivamente. La pista 4 presenta el gradiente de fractura (FG) y la fragilidad¹⁹ (BI), curvas azul y roja, respectivamente. Las zonas sombreadas de amarillo con puntos negros en la parte inferior representan las

formaciones a fracturar. Claramente, la zona superior, delimitada por los cuadros de borde rojo, representan barreras para la propagación de la fractura por presentar un alto contraste en propiedades elásticas con respecto a la zona inferior o de fractura. Así mismo, la zona superior presenta un mayor gradiente de fractura y menor fragilidad que la zona inferior.

Presencia de zonas permeables. Las zonas permeables (alta porosidad y/o fracturas naturales) se convierten en barreras para la propagación de fractura. Cuando la propagación de la fractura encuentra una zona de alta permeabilidad, el fluido inyectado con el material de fractura se filtra a través de la zona de alta permeabilidad, lo que disminuye la presión en la punta de la fractura. Cuando la presión en la punta de la fractura alcanza valores menores a la presión de propagación de fractura, la fractura pierde energía y cesa su propagación.

¹⁹ Capacidad de romperse o quebrarse con facilidad. <https://www.significados.com/fragilidad/>

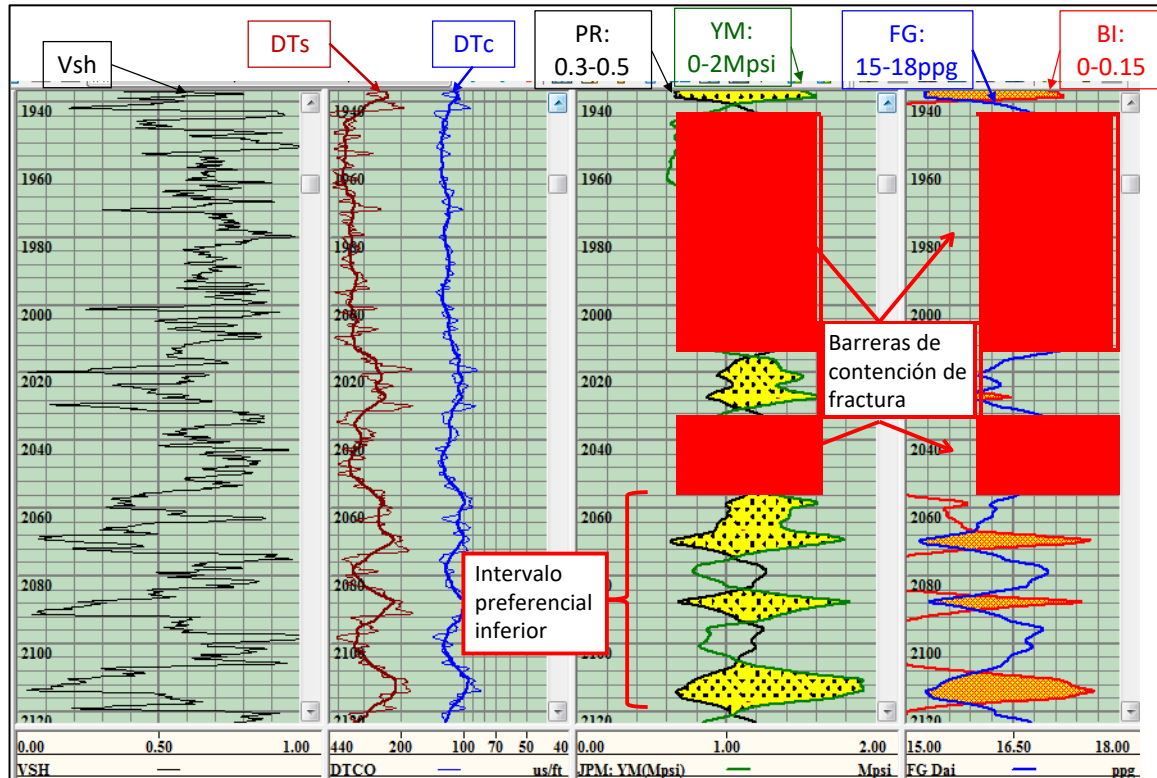


Figura 5. – Ejemplo de campo en que se puede observar que el contraste de propiedades elásticas y gradiente de fractura representan fuertes barreras para la propagación de fractura. La pista 1 hace referencia al contenido de arcilla. La pista 2 hace referencia a los tiempos compresionales y de cizalla. La pista 3 contiene la relación de Poisson (PR) y el módulo de Young (YM), colores negro y verde, respectivamente. La pista 4 presenta el gradiente de fractura (FG) y la fragilidad (BI), curvas azul y roja, respectivamente. Las zonas sombreadas de amarillo con puntos negros en la parte inferior representan las formaciones a fracturar. La zona superior, delimitada por los cuadros de borde rojo, representan barreras para la propagación de la fractura por presentar un alto contraste en propiedades elásticas con respecto a la zona inferior o de fractura. Adicionalmente, la zona superior presenta un mayor gradiente de fractura y menor fragilidad que la zona inferior, propiedades típicas de una barrera para la contención de fracturas hidráulicas (Moreno, J.P. and Osorio, J.G. 2018).

Referencias:

Albright, J.N. and Pearson, C.F. 1982. Acoustic Emissions as a Tool for Hydraulic Fracture Location: Experience at the Fenton Hill Hot Dry Rock Site. *SPE J* **22** (4): 523–530. SPE- 9509-PA.

Al-Shobaili, Y.M., Bartko, K.M., Gagnard, P.E., Warlick, M. and Baim, A.S. 2009. Drill Cuttings Re-Injection (CRI) Assessment for the Manifa Field: An Environmentally Safe and Cost-Effective Drilling Waste Management Strategy. *Saudi Aramco Journal of Technology*.

Cipolla, C., Maxwell, S., Mark, M. and Downie, M.R. 2011. Integrating microseismic mapping and complex fracture modeling to characterize fracture complexity," paper SPE 140185 presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, 24-26 January 2011

Fisher, K. and Warpinski, N. 2011. Hydraulic Fracture-Height Growth: Real Data. Paper SPE 145949 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 30 October–2 November.

Guo, Q. and Geehan, T. 2004. An Overview of Drill Cutting Re-Injection – Lessons Learned and Recommendations. 11th International Petroleum Environmental Conference, Albuquerque, New Mexico, USA. 12-15 October.

Kaiser, P., E. Fortier, E. Gaucher, and C. Maisons. 2004. Contribution to the valuation of microseismic monitoring data recorded from treatment well – Results based on 20 hydro- fracturing jobs recorded from treatment well. SPE paper 88695 presented at the 11th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, U.A.E., 10 – 13 October.

Maxwell, S.C. and T.I. Urbancic. 2001. The role of passive microseismic monitoring in the instrumented oil field. The Leading Edge. June: 637 – 639.

Maxwell, S.C., T.I. Urbancic, N. Steinsberger, and R. Zinno. 2003. Fracs tracked using microseismic images. Hart's E&P. August: 58-59.

Maxwell, S.C., Weng, O, Kresse, O. and Rutledge, J. 2013. Modeling microseismic hydraulic fracture deformation. Paper SPE 166312 presented at the SPE annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, USA, 30 Sept. - 3 Oct.

Moreno, J.P. and Osorio, J.G. 2018. Evaluación y monitoreo del comportamiento geomecánico de inyección de detritos de perforación – Caso de campo. Artículo presentado en el 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mendoza, Argentina, 5 - 9 noviembre.

Osorio, J.G. and Muzzio, M.E. 2013. Correlation between microseismicity and geomechanics factors affecting the hydraulic fracturing performance in unconventional reservoirs – A field case in Neuquén, Argentina. Paper ARMA 13-526 presented at the 47th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in San Francisco, CA, USA, 23-26.

Palmer, I.D. and Luiskutty, C.T. 1985. A Model of the Hydraulic Fracturing Process for Elongated Vertical Fractures and Comparisons of Results with Other Models. Paper SPE 13864 presented at the SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, USA, 19–22 May.

Pierce, D., Dunlap, L., Suar, C., Zaki, K., Elfayoumi, A., Loloi, M., Abou-Sayed, A., Marinello, S. and Cassanelli, J.P. 2010. Cuttings Injection and Monitoring Operations: Cashiriari Gas Field, Peru III. Paper SPE 139215 presented at the SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Lima,

Peru, 1–3 December.

Roussel, N.P., Florez, H.A. and Rodriguez, A.A. 2013. Hydraulic fracture propagation from infill horizontal wells. Paper SPE 166503 presented at the SPE annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, USA, 30 Sept. - 3 Oct.

Rutledge, J.T., Downie, R.C., Maxwell, S.C. and Drew, J.E. 2013. Geomechanics of hydraulic fracturing inferred from composite radiation patterns of microseismicity. Paper SPE 166370 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, USA, 30 Sept.

- 2 Oct.

Simonson, E.R., Abou-Sayed, A.S., and Clifton, J.J. 1978. Containment of Massive Hydraulic Fractures. *SPE J* **18** (1): 27–32. SPE- 6089-PA.

Voegelé, M.D., Abou-Sayed, A.S. and Jones, A.H. 1983. Optimization of Stimulation Design through the Use of In-Situ Stress Determination. *JPT* 35 (6): 1071–1081. SPE- 10308-PA.

Warpinski, N.R., Schmidt, R.A., and Northrop, D.A. 1982. In Situ Stresses: The Predominant Influence on Hydraulic Fracture Containment. *JPT*. 34 (3): 653–664. SPE- 8932-PA.

Warpinski, N.R., S.L. Wolhart, and C.A. Wright, 2004. Analysis and prediction of microseismicity induced by hydraulic fracturing. *SPE Journal*. March: 24-33.

Warpinski, N.R., Mayerhofer, M.J., Vincent, M.C., Cipolla, C.L., and Lolon, E.P. 2009. Simulating Unconventional Reservoirs: Maximizing Network Growth While Optimizing Fracture Conductivity. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 48 (10): 39–51. SPE- 114173-PA.

Warpinski, N. 2009. Microseismic Monitoring: Inside and Out. *JPT*. 61 (11): 80–85. SPE- 118537-MS.

Weng, X., Kresse, C., Cohen, C., Wu, R. and Gu, H. 2011. Model of hydraulic fracture network propagation in a naturally fractured formation," paper SPE 140253 presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA 24- 26 January.

Wright, C.A., Davis, E.J., Minner, W.A., Ward, J.F., Weijers, L., Schell, E.J. and Hunter, S.P. 1998. Surface Tiltmeter Fracture Mapping Reaches New Depths – 10,000 Feet and Beyond? Paper SPE 39919 presented at the Rocky Mountain Regional Conference, Denver, Colorado, USA, 5– 8 April.

OBSERVACIONES AL INFORME:

GRUPO INTERDISCIPLINARIO DICTAMEN PERICIAL FRACKING
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
CUESTIONARIO DEL CONSEJO DE ESTADO

ENERO DE 2020

Expediente 57819 (11001032600020160014000)

Autores

Guerrero, J.; Castiblanco, C.; Rodríguez, A. I.; Vélez, J. J.; Galindo, P. E.; Roth, A. N.



Por:

Diego Flórez

Ingeniero Civil

Matricula Profesional No. 2502-417408

Experto cementación

Bogotá, Junio 2020

CONTENIDO

1. Conclusiones

Durante la perforación de un pozo para la explotación de hidrocarburos se atraviesan algunas formaciones de roca que tienen líquidos y gases en su interior. El aislamiento de estos fluidos, entre ellos las aguas subterráneas, se realiza con varias tuberías de revestimiento en acero y con el bombeo de cemento que sella el espacio anular entre las tuberías de acero y la roca. Este aislamiento evita el movimiento de los líquidos y gases que se encuentran en el interior de las formaciones hacia otras formaciones y hacia la superficie. El riesgo de contaminación de las aguas subterráneas por operaciones de explotación no convencional está definido por el riesgo de la pérdida del aislamiento de los fluidos que se encuentran en el interior de las formaciones. Los generadores del riesgo de la pérdida del aislamiento de los fluidos que provee el cemento y las tuberías de revestimiento de acero son conocidos y su prevención o remediación, se encuentran completamente identificados por la industria de hidrocarburos.

Los generadores del riesgo de la pérdida de aislamiento de fluidos con el cemento tienen medidas de prevención y de mitigación que reducen su probabilidad de ocurrencia y minimizan el impacto sobre el pozo o sobre el medio ambiente.

El documento presentado por la Universidad Nacional de Colombia se concentra en los riesgos, pero no hace referencia a las medidas de prevención y de mitigación que son aplicables para controlar el riesgo. Una vez estas medidas son implementadas, se previene el posible impacto negativo de las operaciones de explotación de hidrocarburos con técnicas convencionales y no convencionales.

La industria de petróleo y gas cuenta con la ingeniería, tecnología y normatividad técnica suficiente y de vanguardia para responder a los retos de aislamiento de fluidos en pozos en yacimientos no convencionales y con ello, construir pozos que son seguros, ambientalmente responsables y productivos.

2. Experiencia relevante

Alaska Energía SAS

Capacitación y consultoría

Bogotá, Colombia

Gerente General

Jul 2019 – Actualidad

- Proveer capacitación y consultoría en cementación
- Desarrollo e implementación de soluciones en cementación

Schlumberger Sureco SA

Compañía multinacional de servicios petroleros

Bogotá, Colombia

Technical Expert Well Integrity Technology – Latinoamérica Norte

Jul 2018 – Dic 2018

- Proveer soporte técnico para clientes internos y externos en cementación de pozos de petróleo y gas en Colombia, Perú y Ecuador

- Promover e implementar nuevas tecnologías en cementación
- Realizar la ingeniería, planeación y seguimiento a la ejecución de trabajos de cementación
- Preparar y realizar entrenamientos a clientes internos y externos

Segment Sales Engineer – Colombia

Dic 2017 – Jun 2018

- Responder a Licitaciones y preparar propuestas técnicas y comerciales

ESN (Engineering Support Network) Engineer - Latinoamérica

Oct 2016 – Nov 2017

- Proveer la ingeniería y soporte técnico para trabajos de cementación en las diferentes locaciones de Latinoamérica, entre estas locaciones, los campos de YNC en Argentina

Geomarket Technical Sales Engineer – Colombia y Perú

Oct 2014 – Sep 2016

- Proveer soporte técnico para clientes internos y externos en cementación de pozos de petróleo y gas en Colombia y Perú, entre éstos, los pozos en aguas profundas en el caribe colombiano

OFS Servicios SA de CV – Schlumberger México
México

Villahermosa,

Compañía multinacional de servicios petroleros

Geomarket Technical Engineer - México y Centroamérica

Ene 2012 - Sep 2014

- Proveer soporte técnico a clientes internos y externos en cementación de pozos de diversos ambientes en locaciones terrestres de México y Centroamérica, entre éstas los plays de baja permeabilidad en el Norte de México
- Realizar workshops y entrenamientos en cementación para clientes

District Technical Engineer – México Sur

Nov 2010 – Dic 2011

- Liderazgo técnico para las operaciones de cementación en el Sur de México

Technical Sales Engineer – México Sur

Sep 2007 – Oct 2010

- Diseño y evaluación de trabajos de cementación en el Sur de México
- Coordinador de los servicios de cementación en los proyectos integrales Alianza y Mesozoico

Schlumberger Surenc SA

Bogotá, Colombia

Compañía multinacional de servicios petroleros

Ingeniero de Campo de Cementación – Colombia

Sep 2000 – Ago 2007

- Diseño, planeación y ejecución de trabajos de cementación en diferentes campos petroleros de Colombia

3. Análisis

PREGUNTA 1.2: ¿La comunidad científica nacional e internacional acepta la existencia de riesgos asociados a la utilización de la técnica del fracking? ¿En caso de existir, en qué consisten, cuál es su nivel de conocimiento, se encuentran plenamente identificados?

Página 15:

Se menciona el riesgo de “contaminación de aguas subterráneas por fugas de gases y de fluidos” como consecuencia de pérdida de integridad del pozo debido a una cementación defectuosa o deterioro del revestimiento de acero. De igual manera se expone que este riesgo de contaminación se genera por fuga de los pozos y por taponamiento imperfecto de pozos viejos e inactivos.

Comentarios:

La contaminación de las aguas subterráneas es un riesgo conocido y plenamente identificado dentro de la explotación de hidrocarburos por técnicas convencionales y no convencionales. En la presente sección se amplía cuál es el origen de este riesgo y cuál es el nivel de conocimiento de este riesgo dentro de la operación de extracción de hidrocarburos.

La contaminación de las aguas subterráneas se produce como consecuencia de una falla en el aislamiento de los fluidos que se encuentran al interior del pozo. Los pozos son perforados en varias etapas hasta llegar a la zona donde se encuentran los hidrocarburos. Al terminar de perforar el hueco de cada una de estas etapas, dicho hueco es revestido con una tubería de acero y enseguida se pone cemento entre la formación perforada y la tubería de acero. La Figura 1 muestra en el lado izquierdo el final de la perforación de una sección del pozo, donde el hueco se encuentra lleno del fluido utilizado para realizar la perforación. En el lado derecho de la figura se encuentra la misma sección del pozo luego de la operación de cementación primaria. La operación de cementación primaria consiste en el bombeo de cemento líquido a través de la tubería de acero que es introducida dentro del pozo para revestir la formación. Una vez el cemento llega al fondo de la tubería de acero, este cemento comienza a subir por el espacio entre la formación y la tubería de acero hasta que desplace por completo el fluido de perforación. Con el paso de unas horas este cemento se endurece y genera el aislamiento de fluidos presentes en la formación. El cemento utilizado para estas operaciones es de una categoría especial para pozos petroleros. Este tipo de cemento permite cumplir con los requerimientos técnicos para el bombeo en estado líquido dentro del pozo y desarrollar la resistencia mecánica suficiente para poder aislar los fluidos.

Luego de realizar la cementación de la sección superficial, se continúa con la perforación de las siguientes secciones del pozo hasta llegar a la profundidad en la cual se encuentran los hidrocarburos. La figura 2 muestra la construcción por etapas de un pozo petrolero. Cada una de las etapas se encuentra revestida con tubería de acero y cementada con fin de aislar los fluidos que se encuentran en la formación y evitar que estos fluidos se comuniquen con otras zonas. Los acuíferos superficiales se encuentran aislados por el cemento y por la tubería de acero de las siguientes secciones del pozo.

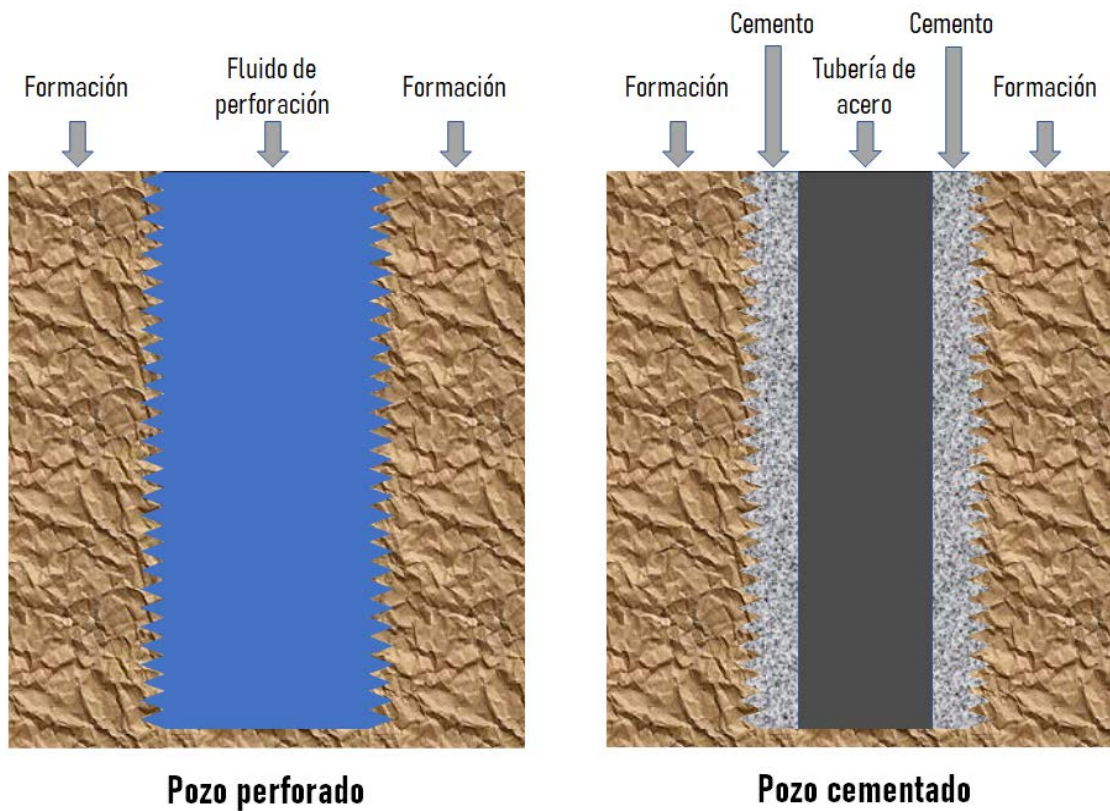


Figura 1: Cementación de una sección de un pozo petrolero. Cortesía de Alaska Energía SAS.

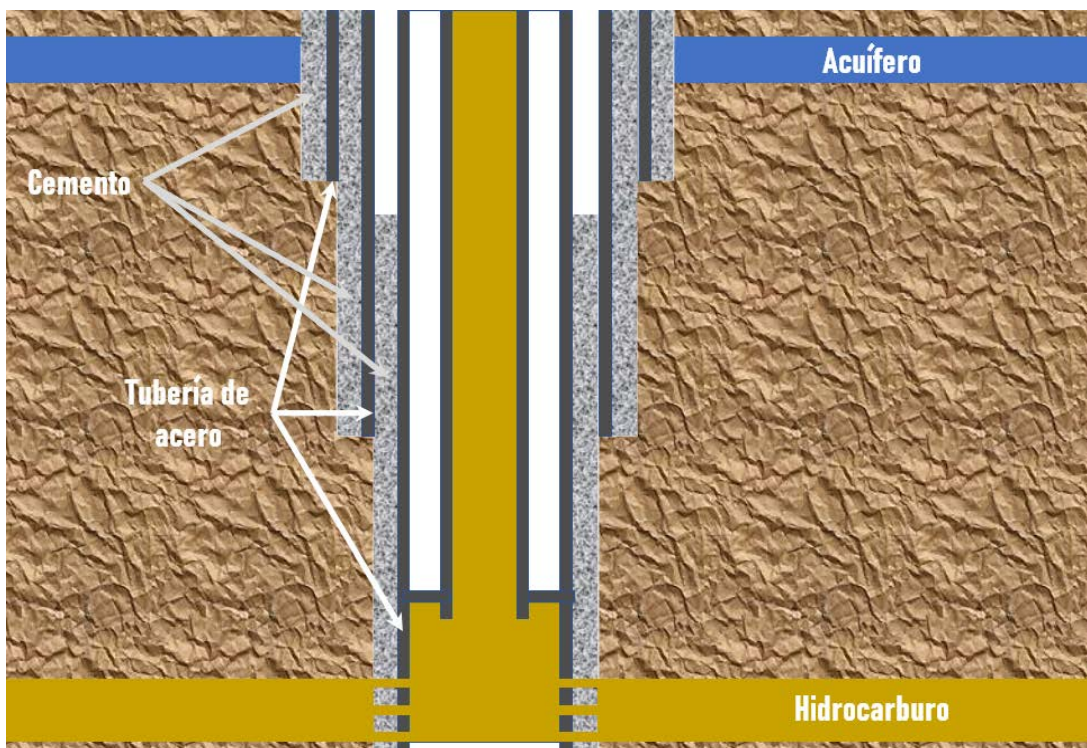


Figura 2: Aislamiento de fluidos en un pozo petrolero. Cortesía de Alaska Energía SAS.

La cementación primaria se diseña corriendo pruebas de laboratorio y realizando simulaciones en computador. La ejecución de la operación se realiza con equipo y personal especializado. La evaluación de la cementación se realiza con pruebas con presión y con herramientas²⁰ que son introducidas dentro del pozo con el fin de evaluar la calidad del aislamiento que está realizando el cemento. En caso de detectar alguna anomalía, se procede a realizar una cementación remedial, la cual consiste en realizar una perforación en la tubería de acero y bombear cemento con presión en el lugar donde se requiere reparar el aislamiento de los fluidos.

Las operaciones y fluidos de cementación se diseñan y ejecutan de acuerdo con normativas y con prácticas recomendadas internacionales del API (American Petroleum Institute) (Ver Tabla 1) y cuentan además con herramientas, equipos, materiales, ingeniería y personal especializados. Sin embargo, existe el riesgo que se presenten problemas de aislamiento de fluidos, tanto en la explotación de yacimientos convencionales como en la explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos. Los generadores de este riesgo son conocidos, se encuentran identificados y existen medidas para su prevención y su mitigación.

Normativa / Práctica recomendada del API	Contenido
API Spec 10A	Requerimientos físicos y químicos para el cemento petrolero y sus procedimientos de prueba
API RP 10B-2	Pruebas del cemento para pozos: • Muestreo • Preparación de lechada • Procedimiento de pruebas de laboratorio
API RP 10B-5	Pruebas de laboratorio de expansión y encogimiento del cemento a presión atmosférica
API STD 65 - 2	Aislamiento de zonas potenciales de flujo a superficie
API RP 100-1	Integridad de pozo para operaciones de fracturamiento hidráulico
API BULL E3	Prácticas de taponamiento y abandono de pozos

Tabla 1. Algunas normativas y prácticas recomendadas del API para los trabajos de cementación en pozos petroleros

²⁰ Las herramientas para la evaluación del cemento consisten en un emisor y un receptor de ondas de sonido que proveen información sobre la adherencia entre el cemento y la tubería de acero y entre el cemento y la formación. También existen otras herramientas ultrasónicas que proveen información sobre el tipo de material que se encuentra justo detrás de la tubería de acero. El documento del API (American Petroleum Institute) TR10TR1 Cement Sheath Evaluation (Evaluación del recubrimiento de cemento) describe los tipos de herramientas para la evaluación del cemento en pozos petroleros, así como el funcionamiento y la interpretación de los resultados de estas herramientas.

El aislamiento de los fluidos del pozo se puede perder si se materializan algunos de los siguientes generadores de riesgo (Figura 3):

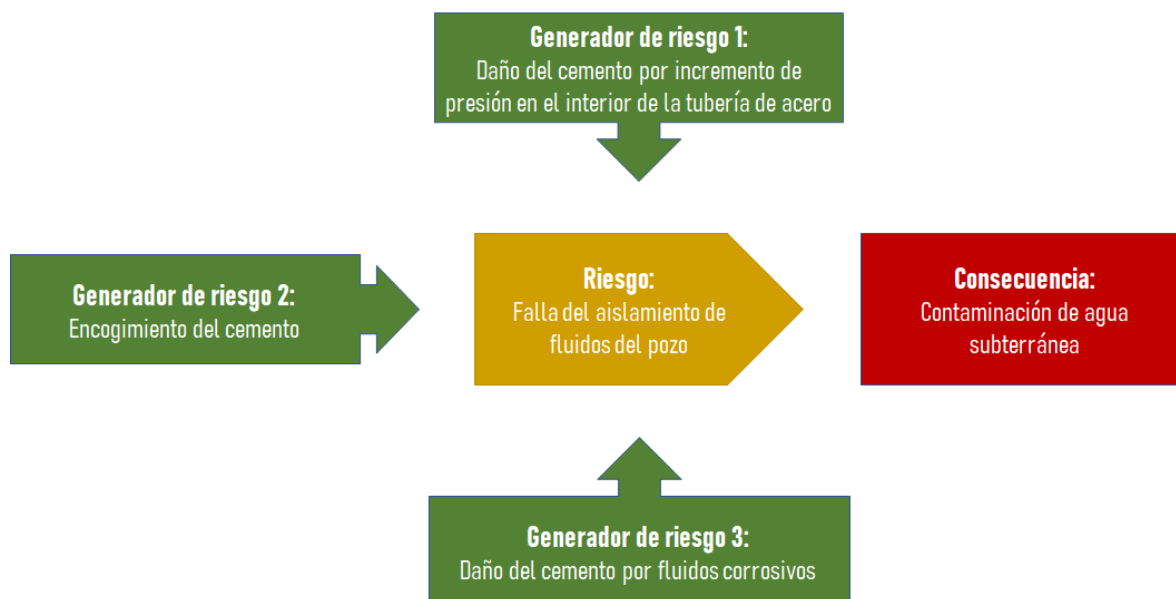


Figura 3: Mapa de riesgo de contaminación de agua subterránea. Cortesía de Alaska Energía SAS.

- Daño del cemento por incremento de presión en el interior de la tubería de acero: El incremento de presión dentro de la tubería de acero puede causar que ésta se expanda y transmita esta presión sobre el cemento (Figura 4). El anillo de cemento alrededor de la tubería de acero puede estar sometido a tensión en la medida que se comience a expandir como consecuencia del incremento de presión. El cemento es un material muy resistente a la compresión, pero es un material muy frágil que falla a valores muy bajos de tensión. Como consecuencia de estos esfuerzos de tensión se presenta el riesgo de generar fisuras en el cemento y permitir el movimiento de fluidos entre zonas. En la explotación de yacimientos no convencionales se realizan operaciones de fracturamiento hidráulico, en la cuales el interior de la tubería de acero se encuentra expuesta a incrementos de presión. Para el diseño de cada pozo en particular, se toman en cuenta las medidas para minimizar la exposición de todo el pozo a estos incrementos de presión. El efecto de estos incrementos de presión se cuantifica para obtener el diseño de cemento que permita mantener el aislamiento de fluidos bajo las condiciones a las cuales va a estar expuesto el pozo.

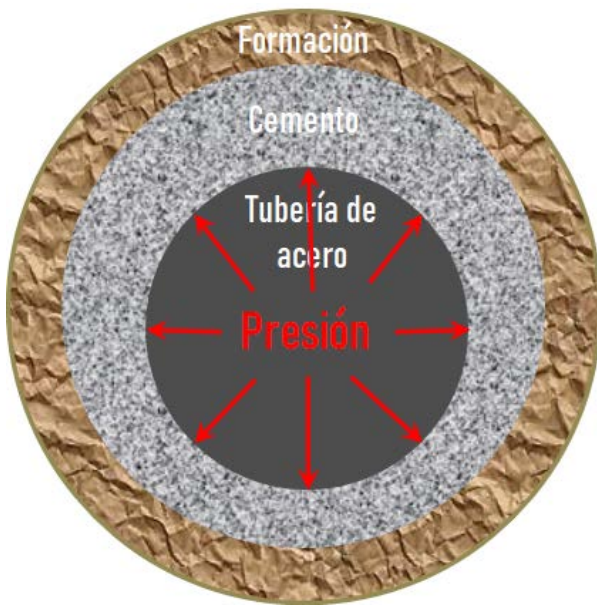


Figura 4: Sección transversal de un pozo sometido a presión. Cortesía de Alaska Energía SAS.

- Encogimiento del cemento: El cemento tiene un efecto de encogimiento durante el fraguado²¹ que corresponde a una pérdida de volumen entre el 1 y 3%. Este encogimiento presenta el riesgo de generar espacios muy pequeños, pero que permiten el movimiento de fluidos a través del cemento.
- Daño del cemento por fluidos corrosivos: Existen fluidos corrosivos como el Dióxido de Carbono (CO₂) o ácidos que en alta concentración y con prolongado tiempo de exposición generan riesgo de deteriorar el cemento y permitir el movimiento de fluidos. En caso de tener deterioro del cemento, se presenta además el riesgo que estos fluidos corrosivos generen daño sobre la tubería de acero.

La contaminación de las aguas subterráneas es consecuencia de la pérdida de aislamiento de los fluidos que encuentran en el interior de las formaciones. Una de las causas para esta pérdida de aislamiento puede ser daño en el cemento. Este daño en el cemento puede ser consecuencia a su vez de la materialización de los generadores de riesgo descritos en esta sección. Los generadores de riesgo que pueden causar la pérdida del aislamiento que provee el cemento son conocidos y se encuentran plenamente identificados.

²¹ El fraguado es el paso del cemento del estado líquido en el cual se bombea al pozo, a un estado sólido en el cual éste adquiere resistencia mecánica. El fraguado del cemento se inicia unas horas después de haber terminado el bombeo del cemento dentro del pozo y se extiende por varios días hasta obtener su resistencia mecánica final.

PREGUNTA 1.4: ¿Los riesgos potenciales son previsibles, pueden ser mitigados y son reversibles? En caso afirmativo, de conformidad con el desarrollo científico y técnico actual en el mundo, ¿cuáles son los requerimientos, medios, instrumentos y mecanismos de seguimiento y control para lograr estos objetivos? ¿Existen experiencias al respecto y cuáles han sido sus resultados?

Página 62:

“El problema de la fuga de pozos, identificado por primera vez por la industria, no tiene una solución conocida.”

Página 63:

“La industria no tiene una solución para rectificar el problema crónico de fallas del revestimiento / cemento del pozo y fugas resultantes.”

Página 72:

“En conclusión, al no haber solución para el deterioro de los revestimientos de cemento y tuberías metálicas de los pozos, son inevitables las fugas de gases y fluidos contaminantes”

Comentarios:

En los comentarios a la respuesta de la pregunta 1.2 se indica en qué consisten los generadores de riesgo que pueden traer como consecuencia la contaminación de las aguas subterráneas. De igual manera se indica que estos generadores del riesgo son conocidos y se encuentran plenamente identificados.

En esta sección se presentan las medidas de prevención, medidas de mitigación y las acciones correctivas sobre los generadores de riesgo que pueden causar la pérdida del aislamiento de fluidos del pozo que se realiza con las operaciones de cementación.

Los generadores de riesgo identificados no son únicamente relacionados con explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos. Tampoco corresponden a generadores de riesgo que hayan sido recientemente identificados y que no hayan sido analizados previamente dentro de la industria de hidrocarburos. El aislamiento de los fluidos del pozo se viene realizando con cemento desde 1903 y desde 1990 se ha venido realizando un mayor esfuerzo en ingeniería para desarrollar técnicas y tecnologías enfocadas en generar, mantener y reparar este aislamiento de fluidos.

La tabla 2 resume las medidas que permiten prevenir y mitigar las condiciones que pueden causar pérdida de aislamiento de los fluidos del pozo y causar a la vez la contaminación de las aguas subterráneas. De igual manera se presentan las acciones correctivas para revertir las consecuencias en caso de materialización del riesgo.

Tabla 2: Medidas de prevención, medidas de mitigación y acciones correctivas sobre el riesgo de pérdida de aislamiento de fluidos del pozo

Generador de riesgo	Medidas de prevención	Medidas de mitigación	Acciones correctivas
Daño del cemento por incremento de presión en el interior de la tubería de acero	1. Simulaciones en software especializado que permiten evaluar si se va a presentar daño sobre el cemento como consecuencia del incremento de presión 2. Normativas internacionales API (American Petroleum Institute): 2.1 API Recommended Practice 100-1: Hydraulic Fracturing – Well Integrity and Fracture Containment. First Edition, October 2015²²	1. Evaluar el resultado del aislamiento de fluidos en el pozo con herramientas especializadas de registro API Technical Report 10TR1: Cement Sheath Evaluation. Second Edition, September 2008²⁵ 2. Utilizar cemento autorreparable comercialmente disponible. Este tipo de cemento se expande en presencia de hidrocarburos y con esta expansión puede sellar fisuras o microcanales. De esta manera este	Realizar cementación remedial ²⁶ para reparar el aislamiento de fluidos

²² API RP 100-1: Fracturamiento hidráulico: Integridad de pozo y contención de la fractura

²⁵ API TR10TR1: Evaluación del recubrimiento de cemento

²⁶ La cementación remedial es el trabajo realizado para reparar un trabajo de cementación primaria que no generó el aislamiento de fluidos en el pozo. También corresponde a trabajos rutinarios de mantenimiento para abandonar zonas que ya no producen hidrocarburos y para recuperar el aislamiento de fluidos del pozo en caso que éste se haya deteriorado durante la producción

Generador de riesgo	Medidas de prevención	Medidas de mitigación	Acciones correctivas
	2.2 API Technical Report 10TR7: Mechanical Behavior of Cement. First Edition, December 2017²³ 3. Utilizar cemento flexible²⁴ comercialmente disponible	tipo de cemento puede restablecer el aislamiento de fluidos	
Encogimiento del cemento	1. Normativas internacionales API (American Petroleum Institute): API Recommended Practice 10B-5: Recommended Practice on Determination of Shrinkage and Expansion of Well Cement Formulations at Atmospheric Pressure²⁷ 2. Utilizar agentes expansivos que son materiales que compensan el	1. Evaluar el resultado del aislamiento de fluidos en el pozo con herramientas especializadas de registro: API Technical Report 10TR1: Cement Sheath Evaluation. Second Edition, September 2008²⁸ 2. Utilizar cementos autorreparables comercialmente disponibles. Estos	Realizar cementación remedial para reparar el aislamiento de fluidos

²³ API TR10TR7: Comportamiento mecánico del cemento

²⁴ El cemento flexible es un material que tiene mayor resistencia con respecto al cemento convencional para las condiciones a las cuales se encuentra expuesto el pozo cuando se presentan incrementos de presión en el interior de la tubería de acero. Este es el caso de los pozos donde se realiza fracturamiento hidráulico

²⁷ API RP 10B-5: Práctica recomendada sobre la determinación del encogimiento y expansión de formulaciones de cemento para pozos a condiciones atmosféricas

²⁸ API TR10TR1: Evaluación del recubrimiento de cemento

Generador de riesgo	Medidas de prevención	Medidas de mitigación	Acciones correctivas
	encogimiento del cemento y permiten que mantenga su volumen	cementos se expanden en presencia de hidrocarburos y permiten reparar fisuras o microcanales.	
Daño del cemento por fluidos corrosivos	1. Evaluar el tipo de fluidos corrosivos y la concentración a los cuales va estar expuesto el cemento 2. Correr pruebas de laboratorio a las condiciones de los fluidos corrosivos que va a estar expuesto el cemento 3. Utilizar cementos especiales resistentes a fluidos corrosivos comercialmente disponibles	1. Utilizar tubería de revestimiento resistente a corrosión (Cromo 13) 2. Evaluar la condición de la tubería de revestimiento y del aislamiento de fluidos en el pozo con herramientas especializadas de registro: API Technical Report 10TR1: Cement Sheath Evaluation. Second Edition, September 2008²⁹	Correr una nueva tubería de revestimiento por dentro de la tubería deteriorada y realizar cementación

²⁹ API TR10TR1: Evaluación del recubrimiento de cemento

Generador de riesgo	Medidas de prevención	Medidas de mitigación	Acciones correctivas
Falla de taponamiento de pozos viejos e inactivos	1. Normativas internacionales de abandono de pozo 2. Proceso administrativo para abandono de pozos vigente en Colombia 3. Simular resultados de la operación de cementación en software especializado 4. Evaluar la condición de la tubería de revestimiento y del aislamiento de fluidos en el pozo con herramientas especializadas de registro antes de iniciar el taponamiento API Technical Report 10TR1: Cement Sheath Evaluation. Second Edition, September 2008³⁰	Intervenir pozos que hayan sido taponados de forma deficiente y realizar reabandonos ³¹	Intervenir pozos que hayan sido taponados de forma deficiente y realizar reabandonos

³⁰ API TR10TR1: Evaluación del recubrimiento de cemento

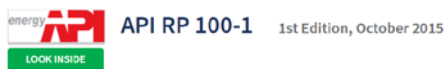
³¹ Reabandonos son las operaciones necesarias para rehacer un trabajo de abandono de pozo cuando no se obtiene el aislamiento de fluidos luego del abandono

Generador de riesgo	Medidas de prevención	Medidas de mitigación	Acciones correctivas
	5. Bombear fluidos sellantes al interior de la formación para aislar permanente los fluidos del pozo		

de pozo inicial.

Los generadores de riesgo que pueden tener como consecuencia la contaminación de aguas subterráneas son previsible, pueden ser mitigados y son reversibles. Existen medidas de control para prevenir y mitigar los riesgos asociados a la falla del aislamiento de fluidos que genera la cementación

Las operaciones en la industria de hidrocarburos a nivel global tienen estándares y prácticas recomendadas establecidas por el API (American Petroleum Institute) que han sido generados con el fin de minimizar el impacto de la industria sobre las personas, el medio ambiente y los activos. Los documentos API RP 100-1 y RP 100-2 que se referencian a continuación, están orientados específicamente a evitar la contaminación de agua subterránea como resultado de las operaciones de explotación de hidrocarburos:



Description / Abstract:

This document contains recommended practices for onshore well construction and fracture stimulation design and execution as it relates to well integrity and fracture containment. The provisions in this document relate to the following two areas.

a) Well integrity: the design and installation of well equipment to a standard that

- protects and isolates useable quality groundwater,
- delivers and executes a hydraulic fracture treatment, and
- contains and isolates the produced fluids.

b) Fracture containment: the design and execution of hydraulic fracturing treatments to contain the resulting fracture within a prescribed geologic interval. Fracture containment combines those parameters that are existing, those that can be established at installation, and those that can be controlled during execution:

- existing—formation parameters with associated range of uncertainties; — established—well barriers and integrity as created during well construction;
- controllable—fracture design and execution parameters.

The guidance from this document covers recommendations for pressure containment barrier design and well construction practices for onshore wells that will undergo hydraulic fracture stimulation. This document is specifically for wells drilled and completed onshore, although many of the provisions are applicable to wells in coastal waters.

This document does not attempt to address the full well life cycle of well operations although a brief paragraph on fracture stimulation for re-entries is included in 5.10. This document is not a detailed well construction or fracture design manual. This document does not apply to continuous injection operations such as water disposal, water-flooding or cuttings re-injection wells, or any other continuous injection operation.

API 100-2 is a companion document that also contains recommended practices applicable to the planning and operation of hydraulically fractured wells. This document includes recommendations for managing environmental aspects during well planning, construction, and execution.



Figura 5. API Recommended Practice 100-1: Hydraulic Fracturing – Well Integrity and Fracture Containment. (Fracturamiento hidráulico – Integridad de pozo y contención de la fractura). Tomado de global.ihs.com³²

³² El API RP 100-1 hace referencia a las recomendaciones, criterios de diseño y verificaciones para la construcción de cada una de las secciones del pozo donde se va a realizar fracturamiento hidráulico. Este documento hace especial énfasis en el aislamiento de zonas de agua subterránea y aislamiento de zonas con potencial de causar que fluidos del pozo suban hasta la superficie

Description / Abstract:

This document provides recommended practices applicable to the planning and operation of wells, and hydraulically fractured wells. Topics covered include recommendations for managing environmental aspects during planning; site selection; logistics; mobilization, rigup, and demobilization; and stimulation operations. Also, this document includes guidance for managing environmental aspects during well construction. This document provides recommendations for the following topics:

- a) baseline groundwater sampling;
- b) source water management;
- c) material selection;
- d) transportation of materials and equipment;
- e) storage and management of fluids and chemicals;
- f) management of solid and liquid wastes;
- g) air emissions;
- h) site planning;
- i) training;
- j) noise and visual resources.

This document provides a general discussion of exploration and production operations, which does not supersede the review of applicable local, state, and federal regulatory requirements. Operators should consider available industry standards and guidance that can provide additional information.

In addition to this document, API 100-1 contains recommended practices for well construction and fracture stimulation design and execution as it relates to well integrity, groundwater protection and fracture containment for onshore wells. The recommended practices relate to two areas: well integrity during the design and installation of well equipment, and fracture containment during the design and execution of hydraulic fracturing treatments.

This document provides technical guidance only, and practices included herein may not be applicable in all regions and/or circumstances. This document does not constitute legal advice regarding compliance with legal or regulatory contractual requirements, risk mitigation, or internal company policies and procedures, where applicable. Where legal or regulatory requirements are mentioned, this document is not intended to be all-inclusive. The operator is responsible for determining compliance with applicable legal or regulatory requirements.



Figura 6. API Recommended Practice 100-2: Managing Environmental Aspects Associated with Exploration and Production Operations Including Hydraulic Fracturing. (Manejo de aspectos ambientales asociados con las operaciones de exploración y producción que incluyen fracturamiento hidráulico). Tomado de global.ihs.com³³

La estadística presentada en el documento analizado corresponde a datos del Golfo de México que son pozos en aguas profundas. Estos pozos tienen retos adicionales a los pozos de explotación no convencional en tierra. En aguas profundas es más alto el riesgo de presión anular por la complejidad técnica que existe en ese ambiente en particular

PREGUNTA 2.1: En las técnicas convencionales de exploración y explotación de hidrocarburos realizadas en Colombia, ¿los riesgos asociados a estas técnicas se consideran previsibles, mitigables y reversibles?; ¿se han presentado episodios de materialización de

³³ El API RP 100-2 hace referencia al manejo ambiental durante todas las etapas de la construcción de un pozo donde se va a realizar fracturamiento hidráulico. Este documento tiene recomendaciones sobre el manejo del agua, de químicos y de residuos de las operaciones en el pozo

estos riesgos?; en caso positivo, ¿cuál es la información existente sobre su manejo y cuáles fueron sus resultados?, ¿cuál ha sido el balance socioeconómico de costo-beneficio?

Página 74: “En las técnicas de exploración y explotación convencional de hidrocarburos, se presentan riesgos de escapes de gas, petróleo y aguas contaminadas, debidos a errores humanos y debidos a la pérdida de integridad de los metales y del cemento de revestimiento de los pozos”

Comentarios:

Para el caso de Colombia, los riesgos de pérdida de aislamiento de fluidos son previsibles, mitigables y reversibles. Estos riesgos son comunes para técnicas desarrolladas tanto en yacimientos convencionales y no convencionales. Los riesgos, medidas de prevención y medidas de mitigación para la industria de hidrocarburos a nivel mundial son completamente aplicables para el caso colombiano.

En los casos de Colombia donde se han presentado fugas a través del cemento, éstas han sido corregidas con cementaciones remediales.

En algunos campos de Colombia se utilizan tuberías de Cromo 13 por los problemas de fluidos corrosivos de la formación. De igual manera se han utilizado tuberías de revestimiento en el interior de tuberías corroídas con el fin de recuperar el aislamiento de fluidos del pozo.

Varias compañías operadoras en el sur del país han utilizado cementos flexibles en pozos que serán estimulados con fracturamiento hidráulico para preservar el aislamiento que provee el cemento

3. Bibliografía

1. Nelson, Erick B and Guillot, Dominique: Well Cementing, Second Edition, Schlumberger, 2006.
2. Florez, Diego: Aislamiento hidráulico en yacimientos no convencionales: Productividad y responsabilidad ambiental. XVIII Congreso Colombiano de Petróleo y Gas. Bogotá, 2019
3. API Recommended Practice 100-1: Hydraulic Fracturing – Well Integrity and Fracture Containment. First Edition, October 2015
4. API Recommended Practice 100-2: Managing Environmental Aspects Associated with Exploration and Production Operations Including Hydraulic Fracturing. 2015 Edition, August 2015
5. API Technical Report 10TR1: Cement Sheath Evaluation. Second Edition, September 2008
6. API Technical Report 10TR2: Shrinkage and Expansion in Oilwell Cements. First Edition, July 1997

7. API Technical Report 10TR7: Mechanical Behavior of Cement. First Edition, December 2017
8. API Recommended Practice 10B-5: Recommended Practice on Determination of Shrinkage and Expansion of Well Cement Formulations at Atmospheric Pressure
9. API Recommended Practice 10B-2: Recommended Practice for Testing Well Cements. Second Edition, April 2013
10. API Standard 65-2: Isolating potential flow zones during well construction. Second Edition, December 2010
11. API BULL E3: Wellbore Plugging and Abandonment Practices. Second Edition, April 2018.

OBSERVACIONES AL INFORME:

GRUPO INTERDISCIPLINARIO DICTAMEN PERICIAL FRACKING
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
CUESTIONARIO DEL CONSEJO DE ESTADO

ENERO DE 2020

Expediente 57819 (11001032600020160014000)

Autores

Guerrero, J.; Castiblanco, C.; Rodríguez, A. I.; Vélez, J. J.; Galindo, P. E.; Roth, A. N.



**Proyectos de Desarrollo, Naturaleza y Comunidades:
Una mirada desde la Historia Ambiental y la Ecología Política Antiesencialista**

Por:

María José Nieto Oliveros

Geóloga

Magíster en Geografía

Matricula Profesional No. 2568

Bogotá, Mayo de 2020

1. Conclusiones

La historia ambiental y la Ecología Política son metadisciplinas de la geografía, la antropología y la historia, entre otras, cada vez más populares en el análisis de discurso acerca de naturaleza, recursos naturales y comunidades. La relevancia de ejercer este tipo de ejercicios radica en que las posturas sobre medio ambiente y sociedad están ligados a sistemas de verdades, que más que ser ciertos o falsos, se caracterizan por sancionar y promulgar sistemas de conocimientos que terminan repercutiendo de manera material en el mundo y la sociedad. Es así que las verdades defendidas por los llamados discursos verdes legitiman de manera casi instantánea casi todo lo que se quiera defender dentro del marco de la conservación ambiental, aunque muchas veces no termine ocurriendo cosa tal, y sancionan todo lo que se considere, generalmente a priori, va en contra de ella; estos discursos verdes imponen también formas de comportamiento, autorregulación, vigilancia y cómo no, de consumo de productos y discursos, que en buena parte, ejercen modos de diferenciación y exclusión social. Una de las mayores críticas que realiza la Ecología Política al ambientalismo la dirige a que la conservación en buena medida se ha convertido en una excusa para quitar el control de los recursos y de las decisiones territoriales a los pueblos y comunidades.

En primera instancia, en el Dictamen Pericial de la Universidad Nacional (Guerrero, et al., 2020) se omite toda la historia de profundas transformaciones ambientales ejercidas desde tiempos precolombinos en el territorio colombiano, y de los pulsos de reflorecimiento de las coberteras vegetales en los siglos posteriores debidos a la dramática reducción de la población indígena. Esta omisión es la manifestación de visiones que no sólo idealizan la relación de la población indígena con su entorno como si ésta pudiera generar su sustento de la nada, sino que, más grave aún, al proponer la existencia de paisajes prístinos niegan la presencia histórica de la población local en un territorio, su derecho de posesión y de toma de decisiones territoriales.

Por otro lado, respecto a la coexistencia de regímenes distintos al presentarse proyectos energéticos, el Dictamen Pericial (Ibid.) niega abiertamente el cambio cultural al considerar

que las comunidades étnicas deben permanecer estáticas y puras, oponiéndose al derecho que tienen las personas a sopesar otras posibilidades y formas de verse e interactuar en el mundo, con otros actores y dentro de otros modos de producción, y señalándolas como incapaces a la hora de tomar decisiones responsables sobre su futuro, su comunidad y su territorio.

Finalmente, es notorio en el Dictamen Pericial (Ibid.), la falta de diálogo de fuentes que expongan casos en los que los procesos de concertación entre comunidades y empresas mineras o petroleras muestren también la manera cómo han venido evolucionando estas negociaciones, las formas en las que se han logrado refinar los marcos jurídicos de protección para los actores locales, y las maneras en las que academia y comunidades han venido considerando que se han logrado beneficios. Particularmente, en el transcurso de las últimas dos décadas Australia y Canadá han venido mostrando de manera muy clara cómo se pueden ir guiando estos procesos de manera que ya existen marcos jurídicos para analizar en el caso latinoamericano; las comunidades han venido reivindicando estos procesos en la medida en que les ha representado independencia económica y fortalecimiento de su soberanía territorial; las mujeres se ven cada vez más representadas en estos espacios de concertación; y dado que las exigencias ambientales y sociales impuestas a los proyectos empiezan a incluir la protección y rescate de saberes locales ancestrales ambientales y culturales, se abren espacios interesantes para el diálogo de saberes guiados por los crecientes adelantos en etnoeducación. En la medida en que la autonomía dada a las comunidades en los procesos de concertación viene significando la consecución de beneficios para las mismas, ya entrados en el siglo XXI, estos proyectos empiezan a vislumbrarse como oportunidades únicas de empoderamiento para las comunidades étnicas en Colombia. Así como Noruega, Australia y Canadá han apostado en momentos dados por la minería y los hidrocarburos, reconocer el derecho que tiene Colombia a evaluar los logros obtenidos y los problemas que se deben sortear, implica observar al país y a la nación en condiciones de igualdad respecto a la comunidad internacional.

2. Experiencia Relevante

Geóloga, Universidad Nacional de Colombia; Magíster en Geografía Humana, Universidad de los Andes. Desarrollo profesional con énfasis en Estudios Sociales de la Ciencia y la Tecnología y enfoque interdisciplinario entre la geología y la geografía. Luego de realizar la tesis de pregrado en morfodinámica costera en el Golfo de Urabá continuó en el Programa de Manejo Litoral de la Universidad Nacional de Colombia, Sede San Andrés, realizando cartografía y descripción de procesos costeros en buena parte del litoral Caribe colombiano. Experiencia de 13 años en Sistemas de Información Geográfica y Bases de Datos en empresas de exploración minera, con énfasis especial en los procesos de control de calidad interna y de laboratorio, y apoyando a las áreas ambientales y sociales en el análisis de fenómenos de cambio ambiental en las áreas de interés de los proyectos.

En el 2009 obtiene la Beca Caldas de la Universidad de los Andes para adelantar estudios de maestría en geografía humana. Tesis de Maestría en el golfo de Urabá, premiado como el mejor proyecto de maestría el primer semestre de 2010 por el Centro de Estudios Sociales de la Universidad de los Andes. El énfasis de la tesis mostro cómo, utilizando la historia ambiental y la Ecología Política, una serie de procesos costeros estaban asociados con fenómenos de degradación ambiental producto tanto de la deforestación para la potrerización de las estribaciones de la Serranía de Abibe, como de la agricultura comercial del banano en la llanura costera oriental del golfo. Estos impactos estaban a su vez atados a políticas y discursos que impusieron visiones sobre cómo debía transformarse biofísica y socialmente el Urabá. Los resultados de estos trabajos han sido refinados y enriquecidos para su presentación en varias conferencias, congresos nacionales e internacionales de geografía y geología, así como en charlas y coloquios con estudiantes tanto de ciencias humanas como de geociencias en varias universidades del país.

Las últimas investigaciones se han concentrado en la documentación del paisaje cultural minero en varias partes del mundo, y en la observación de las discursividades verdes y ambientales, la manera como se crean, las formas de poder que sustentan y los problemas de marginalización social que generan, de pérdida de derechos territoriales y la legitimización de

violencias ambientales. Estos resultados se han documentados en una serie de conferencias para el gremio de las geociencias.

3. Introducción

La presencia o la posibilidad de que se cristalicen proyectos mineros, energéticos (de hidrocarburos, eólicos, hidroeléctricos, nucleares) o de infraestructura traen consigo un sinnúmero de preguntas acerca de los impactos sociales y ambientales que puedan ocasionar. Súbitamente las dudas suelen convertirse en conflictos entre los distintos actores involucrados, buena parte de ellos a causa de la manera como se entienden, observan y abordan al medio ambiente, al ser humano y a las relaciones entre ellos. Las valoraciones al respecto, conscientemente o no y coherentemente o no, están embebidas dentro de discursos sobre naturaleza y sociedad que comprenden buena parte del objeto de estudio de disciplinas como la antropología, la geografía o la sociología.

El presente análisis se realizó puntualmente sobre los apartes del Dictamen Pericial (Guerrero et al., 2020) en los que se abordan cuestiones sociales, territoriales y ecosistémicas, de modo que las posturas sobre naturaleza y sociedad fueran quedando expuestas. Observar tales posiciones tiene gran relevancia porque los discursos a los que están atados se encargan de legitimar formas de poder que a su vez sancionan sistemas de verdades (Foucault, 1973) que terminan repercutiendo en el orden material del mundo y, por ende, de las comunidades. A continuación se muestran, entonces, las apreciaciones que sobre naturaleza, comunidades étnicas y recursos naturales, pueden observarse en el Dictamen Pericial, y las problemáticas que pueden llegar a suponer a la luz tanto de trabajos teóricos como de estudios de caso.

4. El mito de lo prístino y la invalidación de los derechos territoriales

La idea sobre naturaleza y paisaje es un tema recurrente en la geografía, la antropología y la historia. En su ya clásico ensayo de 1980 “Ideas de Naturaleza”, Raymond Williams esboza cómo el concepto de naturaleza en Occidente pero, sobre todo, cómo el lugar del hombre dentro de esta naturaleza, ha ido variando por más de tres mil años a diferentes ritmos y

escalas. Desde el momento en que Williams publicara este trabajo, tal vez nunca había sido tan vertiginoso el cambio en esta visión y tan apremiante el tratar de encontrarnos en ella.

Paralelo a esto fluye la cuestión del paisaje sin que, de manera similar, pueda ser posible encontrar una definición estática, aunque de la etimología de la palabra tanto en las lenguas románicas como germánicas se ha señalado su correspondencia con el territorio y los asentamientos (Cosgrove, 1984). Este mismo autor sintetiza su reflexión respecto a la transmutación de interpretaciones, significados y relaciones históricas y políticas del paisaje, señalando que “La idea de paisaje representa una forma de ver, una forma en la cual algunos europeos se han representado el mundo, a sí mismos y a los otros, y a través de la cual ellos han comentado sus relaciones sociales”³⁴ (Ibid., p.1).

Así como las ideas y significados al respecto han venido transformándose por siglos, la forma de observar y valorar el entorno ha estado impregnada de estas visiones acerca del paisaje y la naturaleza. El mejor y más cercano ejemplo lo tenemos acá mismo, en América, con la propensión histórica a asociar tanto el paisaje precolombino, como las selvas y bosques actuales, a estados vírgenes donde la presencia e intervención humana no han tenido lugar o las han tenido en ínfimo grado. La historia ambiental está llena de referencias que demuestran (usando evidencias arqueológicas, palinológicas, estratigráficas e incluso material crónico, que para el momento de la llegada de los europeos a este continente, las transformaciones medioambientales no eran simplemente obvias sino profundas e incluían la creación de sabanas antrópicas con la construcción de distritos de riego como en el valle del Sinú y la costa norte peruana (Denevan, 1992); terrazas de cultivo como las del altiplano peruano y boliviano; ciudades monumentales como Tenochtitlán; enormes zonas de humedales y lagos desecados como el caso del actual localidad de Ciudad de México; agricultura intensiva (O’hara et. Al, 1993); bosques reducidos para alimentar la industria alfarera como en el altiplano Cundiboyacense; extensísimos sistemas de caminos; hondas modificaciones de la cobertera vegetal y de los suelos; erosión y decaimiento faunístico (Denevan, 1992; Beach et al., 2005; Dull, 2008). En mayor o menor medida, estos patrones se dieron a lo largo y ancho del continente, en regiones tan remotas e “inhóspitas” a ojos europeos como la Amazonia o los

³⁴ La traducción es mía

desiertos de Arizona (Denevan, 1989), reflejo y consecuencia obvia de la presencia humana. En las últimas dos décadas se han multiplicado los trabajos que examinan la modificación desde tiempos precolombinos de la composición vegetal en las selvas suramericanas, revelando que estos ecosistemas y el paisaje que allí se exhibe son, en realidad, el producto de miles de años de sofisticadas y profundas formas de intervención antrópica (Levis et al., 2017).

El hecho de que para 1650 el 90 % de la población indígena en América fuera diezmada, sumado a que buena parte del territorio en Colombia hubiera permanecido lejos de los canales de dominio hispánicos, significó un estancamiento en los procesos de transformación del paisaje y el subsecuente “reflorecimiento” de buena parte de la cobertura vegetal. Como agudamente lo propusiera Denevan hace más de 3 décadas, lo prístino en América no es más que un mito, un mito inventado entre finales del siglo XVIII y principios del XIX por el europeo (Op. cit.).

Contrastando este largo compendio de alteraciones del medio en América, pero sobre todo teniendo en cuenta que estos cambios hacen parte inseparable de lo que es el paisaje, resulta paradójico y cándido que en el texto se aborden las transformaciones de los ecosistemas como algo ajeno a sí mismos y a su propia historia, como se observa en el siguiente párrafo:

Las actividades necesarias para la adecuación e instalación de las áreas proyectadas para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos implican actividades de remoción de coberturas vegetales y obras de infraestructura para garantizar tanto el transporte, como el suministro de energía y agua para su desarrollo, lo cual supone una transformación de los ecosistemas presentes en estas áreas. (Guerrero et al., p. 41)

De igual manera, se observa la persistencia de las valoraciones prístinas del entorno dentro del documento, como cuando se sostiene respecto a los Distritos de Manejo Integrado que se tratan de áreas donde “los ecosistemas presentan rasgos inalterados o son ecosistemas alterados de especial singularidad”. (Ibíd., 52).

Pero los intentos por querer ver el entorno, especialmente en los países con realidades postcoloniales, como algo virgen tiene más capas debajo del aparente activismo por las defensas ambientales: es negar, así mismo, la presencia histórica de sus habitantes en la creación de ese paisaje y, subsecuentemente, el derecho territorial que tienen sobre los mismos, empezando por la posesión. En nuestro país esto especialmente sensible y complejo debido la presencia de actores étnicos y campesinos tan variados. Precisamente, esta problemática ha sido abordada ampliamente en la antropología del espacio y la geografía, y metadisciplinas conexas, como la Ecología Política, fundamentan buena parte de su objeto de estudio en la “imposición de naturalezas salvajes”, como lo acuñara Neumann en 1989. Este último trabajo ha sido desde su publicación una importante crónica de la marginalización y el despojo territorial sufridos por las comunidades locales en las llanuras del Serengueti africano, cuando fueron creadas allí algunas de las primeras reservas naturales en el mundo bajo la excusa de “la preservación del paisaje”: en realidad, un paisaje que ellas mismas se encargaron de configurar tras 4 siglos de pastoreo, caza y cultivo (Neumann, 1989). El acceso a estas sabanas terminó siendo prohibido a sus habitantes originales y de ser el espacio de vida de las comunidades locales, se convirtió primero en zonas de cacería de la aristocracia colonial europea y, más recientemente, en el “parque de juego” de turistas de todo el mundo (Ibíd.).

Y la ilusión de estos espacios primigenios verdes e intocados persiste cuando se señalan las quemas ancestrales (Kull, 2004), cuando se invalida la capacidad histórica de los pueblos a administrar colectivamente sus territorios y sus recursos (Robbins, 2012) o cuando la oleada de turismo que, apalancado por el adjetivo “ecológico”, ha encontrado allí la justificación para excluir territorialmente o convertir en sujetos mercantilizables a los residentes históricos de parajes “paradisiacos” (Ojeda, 2012). En todos los anteriores casos se desconoce el papel de las quemas, los acuerdos colectivos o las formas de trabajo campesinas como labradores de estos paisajes. Y al desconocer que el paisaje es el fruto de decisiones y formas milenarias de vivir, se pasa por alto que es en sí un artefacto histórico y cambiante, invalidando el derecho que tienen sus habitantes a decidir apostarle a nuevas relaciones y transformaciones del medio, o a que sus formas y modos de producción puedan mutar. En últimas, como si el paisaje, junto con lo cultural y lo étnico, fueran cuestiones estáticas y discretas, el discurso de lo prístino también se convierte, como lo plantea Foucault, en mecanismo de poder y

dominación cuando sanciona a la realidad y al medio ambiente si no se presentan del “verde más puro”.

5. Comunidades y proyectos: más allá del esencialismo cultural

Y así como ocurre con la cuestión de “la naturaleza”, las ciencias sociales también llevan más de medio siglo examinando las visiones y categorizaciones sobre sociedad e individuo. Puntualmente, desde ópticas postestructuralistas, hermenéuticas, de la filosofía del lenguaje y de los estudios de género, se critican fuertemente las apreciaciones inmóviles y puristas contenidas en el esencialismo cultural (Escobar, 1999; Stone, 2004). Exponiendo esta evolución en la manera de abordar la cultura, Arturo Escobar sostiene que

Las concepciones anti-esencialistas de la identidad subrayan el hecho de que las identidades -racial, sexual y étnica, entre otras- están continua y diferencialmente constituidas en parte en contextos de poder, en vez de desarrollarse a partir de un núcleo estático y pre-existente (Escobar, 1999, p. 279).

La persistencia de visiones esencialistas y la negación al cambio cultural es algo que se manifiesta de manera recurrente a lo largo del Dictamen Pericial en estudio en este documento. Por un lado, es notoria la ausencia de referencias teóricas respecto a esencialismo, antiesencialismo y cambio cultural que brinden un marco de análisis para evaluar el encuentro de realidades locales y tecnológicas. Por el otro, llama la atención la falta de un diálogo de fuentes sobre estudios de caso relacionados con proyectos petroleros, de infraestructura o mineros, cuando se abordaron las preguntas relacionadas con riesgos, beneficios e impactos sociales que incluyan también casos de beneficio social, aparte de los múltiples ejemplos en el texto que son señalados como de riesgo y deterioro.

En el primero de los casos, no se puede desatender la cuestión del análisis del cambio cultural al evaluar la posibilidad de que se articulen actores y realidades significativamente distintos (Ibíd.), como es el de las comunidades locales y el de las empresas de exploración y producción de hidrocarburos, el caso que nos atañe. El texto, por su parte, se manifiesta claramente esencialista respecto a la cultura y la etnicidad, como se revela en el aparte 1.2, dentro del

cuadro de riesgos sociales asociados al fracking (p. 19). Utilizando ejemplos de zonas de yacimientos convencionales, expone como evidencias del deterioro social sufrido por las comunidades que “las negociaciones monetarias, producto del pago de servidumbres y compensaciones” han ido en detrimento “de los valores culturales ancestrales y comunitarios, como son la identidad y los conceptos del buen vivir y de lo colectivo”, valores que, vale la pena aclarar, son completamente subjetivos. Efectivamente el texto apuesta por una cultura estática al sostener que lo anterior “contribuye a la modificación de sus valores y costumbres, lo que produce un daño cultural y un conflicto social irreparable”. En la misma vía, el documento expone que para las comunidades el cuidado y protección del medio ante los posibles daños pierde relevancia cuando “se genera la expectativa de beneficiarse así sea de una pequeña parte de la abultada renta petrolera”. De esta forma, aparte de excluir a las comunidades indígenas de la posibilidad de participar en las formas económicas capitalistas, se hace patente que el texto reproduce los prejuicios que infantilizan y consideran a las comunidades campesinas y étnicas como incapaces de tomar decisiones responsables sobre su territorio. Es aquí donde surgen la mayoría de las críticas al esencialismo cultural: oponerse al derecho que tienen los pueblos a decidir por un cambio cultural, los marginaliza de participar en el mundo como actores no subordinados a otros regímenes.

Por el contrario, desde una postura antiesencialista Escobar (1999) encuentra, para los distintos actores de estas realidades latinoamericanas, tres regímenes fundamentalmente distintos dependiendo de su articulación histórica y biológica: la naturaleza orgánica (indígenas, afrocomunidades, comunidades campesinas), la naturaleza capitalista (empresas petroleras y alguna parte de su tercerización, para este caso) y la tecno-naturaleza (a la que pertenecerían los prospectores-investigadores tecnológicos). Respecto a la coexistencia de estos regímenes, este autor propone tres cuestiones: cada una es el producto de vínculos biológicos, culturales y sociales dentro de campos amplios que van más allá de cada régimen; estos regímenes no están encerrados en sí mismos ni representan unidades discretas de un momento único, sino que, por el contrario, conviven y se generan entre sí; finalmente, dado que las formas de análisis respecto a cada régimen son desiguales, es preciso construir un tipo

de discursividad que no pierda de vista estas alteridades³⁵ “y en donde se puedan cultivar discursos alternativos de naturaleza y cultura”. (Escobar, 1999, p. 286).

En busca de estos discursos alternativos, volvemos al problema de diálogo de fuentes respecto a casos de negociación, participación y coexistencia de estos regímenes. Contrario a lo que sesgadamente se presenta en el Dictamen Pericial, son numerosos los casos de estudio que muestran cómo el régimen capitalista y el orgánico pueden llegar a coproducir paisajes alentadores, como nuestro a continuación.

El caso de la participación de comunidades aborígenes en Canadá en proyectos de desarrollo de diversa índole ha sido estudiado desde varias perspectivas en numerosos trabajos de tipo académico e institucional. De hecho, estas experiencias han dejado un marco jurídico conocido como los Acuerdos de beneficio e Impacto (IBA por su sigla en inglés) en ese país. Examinar la historia del desarrollo de los IBA puede dar muchas luces sobre cómo refinar legalmente esta cuestión en Colombia y, a partir de esa experiencia, ver cómo se superaron limitaciones en la reglamentación y dónde ha mostrado fortalezas (Kielland, 2015).

Existe abundante bibliografía que evalúa las experiencias de las comunidades indígenas durante estos procesos de negociación, así como durante y después de cerrados proyectos de desarrollo en Canadá y Australia. Es importante anotar, además, que durante las dos últimas décadas las referencias son cada vez más optimistas respecto a lo que estos proyectos han representado para la población aborígen. En esto tiene que ver un giro en la manera de abordar el objeto de estudio y, por el otro, en la evolución legislativa y en la creciente experiencia acumulada al respecto. Ejemplo de esto ha sido la Ecología Política Subterránea, que empezó trabajando asuntos de pequeña minería y minería ancestral que han venido aumentando en número y ampliándose en su espectro hasta llegar al terreno de la gran minería, de modo que se encuentran estudios que llegan incluso a aconsejar acerca del relacionamiento entre distintos actores mineros (Spiegel, 2017). Aunque hoy en día esta denominación puede llegar a abarcar escuelas y objetos de estudio muy variados, el punto en común dentro de la Ecología Política sigue siendo el escrutinio de las visiones apolíticas

³⁵ Reconocimiento de la elaboración sociopolítica de las diferencias entre grupos en términos de nosotros y los otros

respecto a la degradación y los conflictos ambientales (Robbins, 2012). Bajo una mirada verdaderamente política, ninguna actividad en sí misma (sea la minería, las formas de laboreo agrícola o la pesca, entre todos los millones de actividades que se desarrollan espacialmente) es la causa de los conflictos sobre el uso de recursos. Por el contrario, el conflicto, la degradación ambiental y la marginalización social suelen aparecer apalancados por las relaciones de poder existentes y, particularmente, cuando el control sobre los paisajes y las decisiones que atañen a los recursos naturales son arrebatados a las comunidades locales utilizando, muchas veces, el argumento de la defensa del medio ambiente (Ibíd.). En tal sentido, tanto organizaciones estatales, como un sin fin de actores no estatales que desde la alteridad buscan preservar la “etnicidad” y la “pureza del medio” se han venido convirtiendo en vectores de marginalización e incluso violencia contra las comunidades y, bajo el estandarte de la conservación, justifican la subordinación que infringen ideológica, política y territorialmente (Ojeda, 2012; Robbins, 2012; Kull, 2004).

O'Faircheallaigh es un autor que desde la academia ha realizado un extenso aporte al análisis de las experiencias de negociación entre comunidades aborígenes e industria minera en Australia y Canadá trabajando varias temáticas, incluyendo lo jurídico, lo económico, lo cultural e incluso las cuestiones de género, y que es indispensable revisar para el caso latinoamericano. Contrastando situaciones en las que las comunidades se han beneficiado notoriamente contra otros en los que los beneficios han sido menores, este autor resalta que entre mayores sean la autonomía y el poder de decisión otorgados a los grupos aborígenes y locales, mayores son los logros en sostenibilidad (ambiental y de desarrollo) y mejor el provecho económico que pueden llegar a obtener y administrar de los proyectos mineros (Levon, B. & O'Faircheallaigh, 2018; O'Faircheallaigh, 2015; O'Faircheallaigh, 2012).

Investigaciones sobre la participación de las mujeres aborígenes en Canadá y Australia en proyectos de desarrollo en esos países evalúan cómo han sido sus contribuciones durante las negociaciones, la forma en que se han involucrado en la toma de decisiones y sus experiencias en las mesas de negociación (La Belle, 2015; O'Faircheallaigh, 2013; Yukon Status of Women Council and Yukon Conservation Society, 2001). Desde un punto de vista feminista crítico al esencialismo, este tipo de escenarios en el que confluyen regímenes distintos dan la opción a

que la mujer asuma otros roles y visibilidades a los que tradicionalmente ha tenido y que, como crecientemente documentan estos trabajos, ellas mismas claman por tener (La Belle, 2015; O'Faircheallaigh, 2013). Observar este proceso de integración femenina en las mesas de diálogo en tales proyectos, acorta el camino hacia rumbos más certeros en América Latina. Adicionalmente, la mirada y el conocimiento de las mujeres ha abierto nuevas perspectivas al desarrollo local y al análisis de asuntos ambientales y étnicos, por lo que este tipo de contactos ha venido tomando una relevancia que trasciende el de la concertación minera.

Finalmente, un punto que vale la pena resaltar es que parte de las exigencias que se hacen previo a y durante el desarrollo de proyectos mineros tiene que ver con en el rescate del conocimiento ancestral ambiental para la mitigación de impactos (Wiles et al., 1999; Macintyre & Foale, 2013), así como la generación de líneas base sociales y ambientales. La cartografía social, la salvaguarda de lenguas nativas, la producción de etnografías cuidadosas y la documentación de conocimientos ancestrales en ciencia, tecnología, manejo ambiental y medicina, si se ingresan dentro de los planes de desarrollo en las mesas de diálogo, pueden incluso impulsar centros de pensamiento local y beneficiarse de los crecientes programas de etnoeducación y etnodesarrollo existentes en Colombia.

En éste contexto, la participación de las Asociaciones Profesionales en Geociencias en Ingeniería (ACGGP, Sociedad Colombiana de Geología, ACIPET, ACIEM, etc.) están llamadas a jugar un rol fundamental en fortalecer la participación informada de las comunidades con base en el “intercambio de saberes”. Solo así, sumado al esfuerzo coordinado de las agencias del Estado y la Industria, será posible lograr una verdadera “Licencia Social” estable y duradera que beneficie a todas las partes, pero especialmente a los pobladores y a las regiones donde se desarrollen los proyectos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables.

6. Recursos Naturales en América Latina: de la Maldición a la Reivindicación

Los sectores minero y petrolero encaran actualmente una oposición casi que automática y radical por parte de un sector de la opinión pública, que en buena parte se origina en los sistemas de verdades impuestas por las discursividades verdes. Estos no sólo sancionan lo que a priori señalan como perjudicial (en este caso prácticamente todo lo que tenga que ver con la utilización de recursos naturales), sino que también validan instantánea e incondicionalmente lo que se cobije bajo el manto de las defensas ambientales. Encontrar la manera como estas “verdades” se incrustan en el discurso tiene gran importancia no sólo por el peligro que suponen contra el ejercicio libre y la dinámica de la ciencia, sino por los efectos de control que terminan teniendo en la realidad material del mundo y la sociedad.

Lo mismo ocurre con las ópticas esencialistas, que tratan de (re)presentar las cuestiones culturales como estáticas y puras, oponiéndose al cambio y al derecho que tienen las comunidades étnicas a sopesar otras posibilidades y formas de verse e interactuar en el mundo y con otros actores.

Latinoamérica tiene una milenaria historia de transformaciones ambientales que se cubren por sofismas de naturaleza prístina que tienen el peligro de negar la presencia histórica de las comunidades amerindias, afro y campesinas y, con ello, sus derechos territoriales. Así como a estos mismos grupos se les ha arrebatado la posesión de su espacio de vida de manera sistemática a lo largo de 5 siglos, hoy en día debe garantizárseles autonomía para decidir sobre sí mismos y sus territorios. Son muchos los ejemplos que tenemos ya de cómo se han logrado beneficiar de proyectos mineros, petroleros y de infraestructura en otros países, qué influye en ello y qué se debe evitar.

Países como Noruega, Canadá o Australia han apostado en momentos dados de su desarrollo por la minería y los hidrocarburos, y oponerse categóricamente a que en regiones como Latinoamérica se plantee esta vía, resulta excluyente e incluso determinista³⁶. Por el contrario, permitirnos la opción de estudiar nuevas formas para

³⁶ En ciencias sociales cuando se habla de determinismos se hace alusión a posturas que señalan, sobre todo, a los orígenes geográfico y racial, como determinantes de las formas sociales y culturales que frente a otras

materializar estos proyectos, que empoderen económica y socialmente a las comunidades y a la nación, implica reivindicar nuestra capacidad para enfrentar nuestros propios retos como país.

7. Referencias

Beach, T.; Dunning, N.; Luzzadder-Beach, Z.; Cook, D.E.; Lohse, J. (2005). Impacts of the ancient Maya on soils and soil erosion in the central Maya Lowlands. *Catena*, Vol. 86, (2), 166-178.

Cosgrove, D.E. (1984). *Social Formation and Symbolic Landscape*. London: Croom Helm.

Denevan, W.M. (1992). The Pristine Myth: The Landscape of the Americas in 1492. *Annals of the Association of American Geographers*, Vol. 82, (3), 369-385.

Escobar, A. (1999). *El Final del Salvaje: Naturaleza, Cultura y Política en la Antropología Contemporánea*. Santafé de Bogotá: CEREC, ICAN.

Dull, R.A. (2007). Evidence for Forest Clearance, Agriculture, and Human-Induced Erosion in Precolumbian El Salvador. *Annals of the Association of American Geographers*, Vol. 97, (1), 127-141.

Foucault, M. (1973). *El orden del discurso*. Barcelona: Tusquets.

Guerrero, J.; Castiblanco, C.; Rodríguez, A.; Upegui, J.; Galindo, P.; Roth, A. (2020). *Grupo Interdisciplinario: Dictamen Pericial Fracking*, Universidad Nacional de Colombia.

Kielland, N. (2015). Supporting Aboriginal Participation in Resource Development: The Role of Impact and Benefit Agreements (in Brief). Publication No. 2015-29-E. Ottawa: Library of Parliament, Canada.

Kull, C.A. (2004). *Isle of Fire: The Political Ecology of Landscape Burning in Madagascar*. Chicago: University of Chicago Press.

La Belle, S.C. (2015). *Aboriginal Women, Mining Negotiation and Project Development: Analyzing the Motivations and Priorities Shaping Leadership and Participation*. Tesis de Grado de Maestría, The University of Manitoba, Winnipeg, Canadá.

Levis, C. y 151 autores más. (2017, 3 de marzo). Persistent effects of pre-Columbian plant domestication on Amazonian forest composition. *Science*, Vol. 355, (6328), 925-931.

Levon, B. & O'Faircheallaigh, C. (2018). Indigenous autonomy and financial decision-making in communities. *Journal of the Financial Planning Association of Australia*, 4, (2), 39-50.

Macentiry, M. & Foale, S. (2013). Science, Traditional Ecological Knowledge, and Anthropology: Managing the Impacts of Mining in Papua New Guinea. *Collaborative Anthropologies*, vol. 6, 399-418.

Neumann, R.P. (1989). *Imposing Wilderness: Struggles over Livelihood and Nature Preservation in Africa*. Berkeley: University of California Press.

O'Faircheallaigh, C. (2015). Indigenous Rights, Political Mobilisation and Indigenous Control over Development: Natural-Gas Processing in Western Australia. En *Indigenous Politics: Institution, Representation, Mobilisation*. London: Rowman & Littlefield Int.

O'Faircheallaigh, C. (2013). Women's Absence, Women's Power: Indigenous Women and Negotiations with Mining Companies in Australia and Canada. *Ethnic and Racial Studies*, 36, (11), 1789-1807.

O'Faircheallaigh, C. (2012). Curse or opportunity? Mineral revenues, rent seeking and development in Aboriginal Australia. En *Community Futures, Legal Architecture: Foundations for Indigenous Peoples in the Global Mining Boom*. London: Routledge

O'hara, S.L.; Streett-Perrot, A.F. & Burt, T.P. (1993, 1 de marzo). Accelerated Soil Erosion Around a Mexican Highland Lake Caused by Prehispanic Agriculture. *Nature*, (362), 48-51.

Ojeda, D. (2012, 19 de abril). Green pretexts: Ecotourism, neoliberal conservation and land grabbing in Tayrona National Natural Park, Colombia. *The Journal of Peasant Studies*, 39, (2), 357-375.

Robbins, P. (2012). *Political Ecology: A Critical Introduction*. (Segunda Edición). West Sussex: John Wiley & Sons Ltd.

Spiegel, S.J. (2017, diciembre). EIA's, Power and Political Ecology: Situating Resource Struggles and the Techno-Politics of Small-Scale Mining. *Geoforum*, 87, 95-107.

Stone, A. (2004). On the Genealogy of Women: A Defence of Anti-Essentialism. En Gillis S., Howie G. & Munford R. (Eds), *Third Wave Feminism* (pp. 85-96). London: Palgrave Macmillan.

Wiles, A.; McEwan, J. & Sadar, M.H. (1999). Use of Traditional Ecological Knowledge in Environmental Assessment of Uranium Mining in the Athabasca Saskatchewan. *Impact Assessment and Project Appraisal*, 17, (2), 97-114.

Williams, R. (1980). Ideas of Nature. En *Problems in Materialism and Culture* (pp. 67-85). London: Verso.

Yukon Status of Women Council and Yukon Conservation Society. (2001). *Gaining Ground: Women, Mining and the Environment*. Whitehorse.

OBSERVACIONES AL INFORME:

GRUPO INTERDISCIPLINARIO DICTAMEN PERICIAL FRACKING
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
CUESTIONARIO DEL CONSEJO DE ESTADO
ENERO DE 2020
Expediente 57819 (11001032600020160014000)

Autores

Guerrero, J.; Castiblanco, C.; Rodríguez, A. I.; Vélez, J. J.; Galindo, P. E.; Roth, A. N.



Por:

Carlos E. Macellari
Licenciado en Geología
PhD en Geología
MSc. Geología

Madrid , Mayo 2020

1) Conclusiones

El Desarrollo de yacimientos no convencionales por medio del fracking ha tenido un enorme impacto económico en los países en donde se ha alcanzado un grado de desarrollo industrial, como lo son los EE. UU., y más recientemente en la Argentina. En estos países se generó una distribución de la riqueza muy importante que beneficia a toda la población, generando empleo y la creación de industrias locales. Sin duda estas actividades tienen riesgos de posibles impactos ambientales y sociales, pero existen en todos los casos formas de mitigación. La experiencia recorrida de 20 años por otros países permitirá en el caso de Colombia incorporar una serie de lecciones aprendidas, tanto del punto de vista técnico, de salud pública, como socio ambiental, para poder recorrer un camino mucho más rápido, costo eficiente y seguro en la incorporación de estos recursos. La caracterización de estos recursos con programas piloto bien diseñados, son de primordial importancia para establecer el potencial, al igual que identificar rápidamente los desafíos ambientales y sociales y desarrollar medidas de mitigación temprana.

Finalmente, se quiere recalcar la importancia de un programa piloto para caracterizar a estos recursos. Desde el punto de vista geológico, el plan piloto permite identificar él o los niveles de navegación dentro de la roca. La roca madre o generadora (en el caso de Colombia, la más notable es la Formación La Luna), no es homogénea y siempre hay uno o más niveles que tienen las características ideales para ser producidos (esto depende de la cantidad de materia orgánica, la susceptibilidad a ser fracturada, la porosidad etc.). Sin embargo, el comportamiento de un nivel, si bien se puede identificar con registros eléctricos, no se puede establecer hasta que se pone en producción. La posibilidad de que la roca tenga múltiples niveles de navegación puede duplicar, triplicar o aún más los recursos disponibles. Por eso es muy importante identificarlos en forma temprana. Del punto de vista de la ingeniería de yacimientos, es fundamental entender el caudal de producción, las variaciones de presión con la producción, la recuperación del agua, la forma más eficiente de manejar el “choke” o estrangulamiento de la tubería de producción, con el fin de maximizar la producción sin dañar o afectar el pozo, y maximizar la producción final, y también de conocer el “hydrocarbon yield” que es la relación de petróleo producido por unidad de producción de gas. Otro elemento fundamental es comprender cuales son las técnicas de completamiento más adecuadas: cantidad y calidad del proppant (propante), tipos de fluidos utilizados, caudales de bombeo, espaciamiento óptimo entre fracturas y números de clusters. Una de las preguntas más importantes a contestar es el espaciamiento horizontal entre pozo y pozo. Si esta distancia es muy pequeña, se destruye valor por sobreperforación; si es demasiado grande, se dejan recursos valiosos sin desarrollar. Esto se puede establecer en el programa piloto midiendo la interferencia entre pozos, con datos de presión, trazadores químicos, y también por la microsísmica. Esta distancia hay que definirla al comienzo de un desarrollo, ya que

después va a ser muy tarde para cambiarla. Es decir que un programa piloto con múltiples pozos es fundamental para poder establecer el verdadero potencial de este recurso. El avance de un programa piloto bien diseñado es el primer paso para definir la magnitud del recurso que tiene el país. Una vez establecido esto se podrán planificar las actividades y perfeccionar el marco regulatorio para adelantar esta actividad con el mayor costo beneficio posible para la sociedad.

2) Experiencia Relevante

Licenciado en Geología de la Universidad de la Plata; MSc, The Ohio State University; PhD, The Ohio State University. 32 años en la industria de petróleo, 7 años Director de Exploración y Desarrollo de Tecpetrol para el desarrollo de Vaca Muerta, el principal Yacimiento No Convencional de la Argentina. Profesor invitado de la UIS y EAFIT en Colombia.

Entre las publicaciones realizadas las siguientes están directamente relacionadas con los Yacimientos No Convencionales:

Veiga, R, Vergani, G.D., Brisson, I., Macellari, C.E., and H.A. Leanza, in press. The Neuquén Superbasin. AAPG Bulletin, 50 pp.

Macellari, C.E., y J. Whaley, 2019. Vaca Muerta. How a Source became a Reservoir. Geoexplor, Vol. 16, N. 4, pp 14-17.

Macellari, C.E., 2019. The Discovery of Vaca Muerta. Discovery Thinking Discovery Thinking Forum, "Pioneering Discoveries" Driving Prosperity. AAPG ACE Convention, San Antonio (en www.researchgate.net).

Macellari, C.E., 2019. The Neuquén Basin: From Promise to Reality. AAPG, ICE, Buenos Aires (en: www.researchgate.net).

Macellari, C.E., 2018. The Neuquén Super Basin: The Rebirth of a mature basin. AAPG Global Super Basin Leadership Conference, Houston (en: www.researchgate.net).

Veiga, R., Bande, A., Micuci, E., y C.E. Macellari, 2018. Análisis en la capacidad de almacenamiento de gas a partir del uso de registros de pozo. Ejemplos en la formación Vaca Muerta Cuenca Neuquina, Argentina. 10th Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, pp 503-521.

3) Introducción

El objetivo de este documento es presentar una respuesta a las observaciones del Dictamen Pericial Fracking (Guerrero et al., 2020), que se emitió para contestar el cuestionario del Consejo de Estado en referencia al potencial desarrollo de recursos no convencionales en Colombia y su posible impacto en la población. En esta respuesta he tratado de incorporar mi

experiencia en el desarrollo de recursos no convencionales (Vaca Muerta) en la Argentina donde tuve la oportunidad de participar en el proyecto Fortín de Piedra. Este proyecto solo en el transcurso de un año se convirtió en el mayor campo de gas de la Argentina y revirtió el balance energético del país. El ejemplo de la Argentina se incluye como un potencial análogo al camino que podría recorrer Colombia en el desarrollo de estos recursos. Igualmente se incorpora información de los Estados Unidos e internacional que difiere en muchos casos con los conceptos vertidos en el citado documento.

En la primera parte se resalta en un capítulo el impacto a nivel general que ha tenido el desarrollo de recursos no convencionales tanto en la Argentina como en los EE. UU. En la segunda parte se discuten en más detalle los principales elementos que se identificaron como riesgos en el documento citado (Guerrero et al., 2020).

4) Aspectos Generales y Beneficios de los Recursos No Convencionales

a) Argentina

En esta sección, se adjunta información sobre el desarrollo no convencional en la Argentina, como análogo a un potencial desarrollo de recursos no convencionales en Colombia. Esta analogía fue identificada anteriormente, y resultó en reuniones con técnicos de Ecopetrol, y también en visitas de altos funcionarios del Gobierno de Colombia a Neuquén en septiembre del año 2019 (Patagonia Shale, 2019, Vaca Muerta News, 2019).

De acuerdo con la EIA de los Estados Unidos, la Formación Vaca Muerta de la Cuenca Neuquina Argentina contiene las segundas reservas mundiales de gas y las cuartas de petróleo a nivel mundial (EIA, 2013). Gutiérrez Schmidt et al., (2014), estiman unos recursos de 40.7 Billones de barriles de petróleo y 40 TCF de gas asociado. En base a estudios que incorporan conocimiento más reciente, Veiga et al (en prensa), consideran que los recursos remanentes de Vaca Muerta incluyen 91.5 TCF de gas y 14.3 billones de barriles de petróleo. La EIA también destaca que, en Colombia, solo en el Valle Medio del Río Magdalena se visualizan recursos de 18.3 TCF (aproximadamente 5 veces los recursos convencionales existentes del país), y 4.76 Billones de barriles de petróleo (EIA, 2015).

Desde el punto de vista evolutivo de las cuencas no convencionales, Stoneburger (2017) identificó tres estadios de desarrollo con actividades características (Fig. 1): Cuencas Emergentes, Transicionales (evolucionando) y Maduras. De ese punto de vista la Cuenca de Neuquén se puede clasificar como Transicional (y en ese contexto, la Cuenca del Magdalena medio se encuentra dentro de una etapa Emergente). En la Figura 1 se muestran las actividades típicas que normalmente se realizan en cada una de estas etapas.

	Emergentes	Evolucionando	Maduras
Geologia	Modelos de cuencas. Datos de pozos, registros electricos, nucleos. Calibracion de nucleos a registros	Integrar los datos de nucleos con registros electricos a lo largo de la cuenca. Adquisicion de sismica 3D	El modelo geologico es conocido y aceptado
Perforacion	Pozos verticales pilotos	Perforacion regional de investigacion. Comienzan programas multitaladro. Se optimiza el diseño de los pozos y su ubicación. Reduccion en los dias de perforacion.	Se han identificado las eficiencias en la perforacion de los pads. Se perforan pilotos reduciendo las distancias. Rigs diseñados especialmente
Completacion	Diseño del sistema optimo de fluidos y agente apuntalante. Datos microsismicos son importantes	Se establecen los tipos de fluidos y propan. Se continua variando las completaciones (longitud de las etapas, espaciamento de los clusters, mezclas de propan). Se analiza el espaciamento de los pozos.	Se implementan variaciones en el diseño de la completacion. Se incorporan tecnologias tipo "silicon valley" para asistir en el analisis de los datos.
Produccion	La informacion de produccion es limitada tanto regional como localmente. Es importante la consistencia del manejo del choke (estrangulamiento) y del flowback para comparar resultados	Registros de produccion y seguimiento con trazadores del propan. Se deben efectuan pilotos a flujos restringidos para comprobar comportamiento	Las facilidades y la infraestructura son elementos fundamentales. Implementacion y optimizacion de levantamiento artificial.

Figura 1. Clasificación de Cuencas no Convencionales y actividades inherentes a cada etapa (de Stoneburger, 2017)

La evolución del conocimiento de Vaca Muerta como reservorio no convencional comienza en el 2009 con su definición conceptual como potencial objetivo (Fig. 2). Esto siguió con la perforación de proyectos pilotos entre el año 2009 al 2015 que permitieron entender las características de la formación y definir las formas más eficientes del desarrollo de este recurso. Finalmente, recién en el 2016 comienza la etapa de Desarrollo en siete proyectos y finalmente en el 2017 con el desarrollo del proyecto Fortín de Piedra se establece el modo industrial de desarrollo en esta formación ("factory mode") (Biscayart, et al., 2019, GiGa Consulting, 2019, Macellari y Whaley, 2019, entre otros). Estas diferentes etapas se verifican en las curvas de producción de petróleo y gas. Con el desarrollo industrial del bloque Fortín de Piedra, en solo un año se logró aumentar la producción de gas de 0 a 550 mmpc/d. Desde el año 2012, en donde comienza la actividad no convencional en Vaca Muerta, se han perforado aproximadamente 1150 pozos, en su gran mayoría horizontales, resultando en una producción en enero del 2020 de 1,5 billones de pies cúbicos de gas y 113.697 barriles de petróleo (G&G Consultants, 2020).

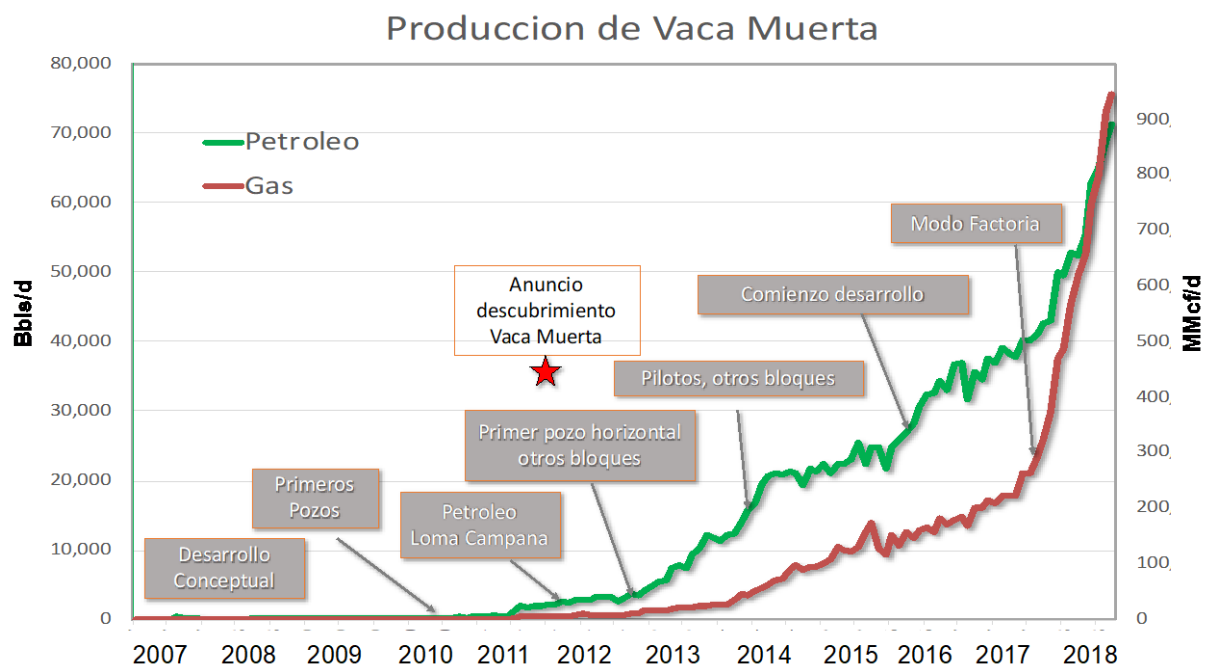


Figura 2. Hitos en el desarrollo de Vaca Muerta y producción de gas y petróleo de esta formación. Modificado de Macellari, 2019.

Las rocas madres con el potencial de ser reservorio no convencional tienen elementos en común, como alto contenido de materia orgánica, y la susceptibilidad de ser fracturadas. Sin embargo, tienen entre ellas importantes diferencias. Hasta que no se produce no se sabe fehacientemente cual va a ser el resultado del pozo. Esta productividad está en función de la calidad de la roca, al igual que de la tecnología utilizada en la extracción del hidrocarburo. Por eso, el desarrollo de recursos no convencionales sigue una serie de pasos o fases destinadas a la caracterización de su potencial. Generalmente se identifican 4 etapas (Fig. 3), comenzando por el “Screening”, siguiendo por el “Appraisal”, pruebas Piloto y finalmente por el Desarrollo. En cada una de esas etapas hay objetivos diferentes. Fundamentalmente las inversiones van aumentando muy sustancialmente entre cada etapa y por esa razón no es prudente “saltar” procesos ya que pueden conducir a grandes costos innecesarios, e inclusive dañar el recurso en forma permanente. Con tiempos diferentes, se estima que esta sería la evolución lógica de desarrollo de estos recursos en Colombia. Por otro lado, hay que tener en cuenta que solo con un programa adecuado de pilotos se puede realmente entender la magnitud de estos recursos, ya que a medida que va avanzando el conocimiento de la roca y las técnicas adecuadas de estimulación, se nota una apreciable mejora en la productividad de los pozos. En la figura 4 se muestra la curva de aprendizaje que se está aún haciendo en Vaca Muerta y como la productividad fue aumentando a medida que se transitan las diferentes etapas de evaluación. Este incremento de productividad en muchos casos se deben a optimizaciones del nivel de navegación y ubicación de los pozos (aspectos geológicos), o también a cambios en los diseños de perforación (longitud de la rama horizontal y diámetro del pozo), o a cambios

en las técnicas de completación (numero de etapas de fracturas, espaciamento de los clusters, cantidad y tipo de proppant (generalmente arena), volumen de fluido, caudal de bombeo, etc.), o diseño de los pads (grupos de pozos de una locación) (espaciamento entre pozos, secuencias de desarrollo, etc.).



Figura 3. Etapas en el desarrollo de un recurso no convencional

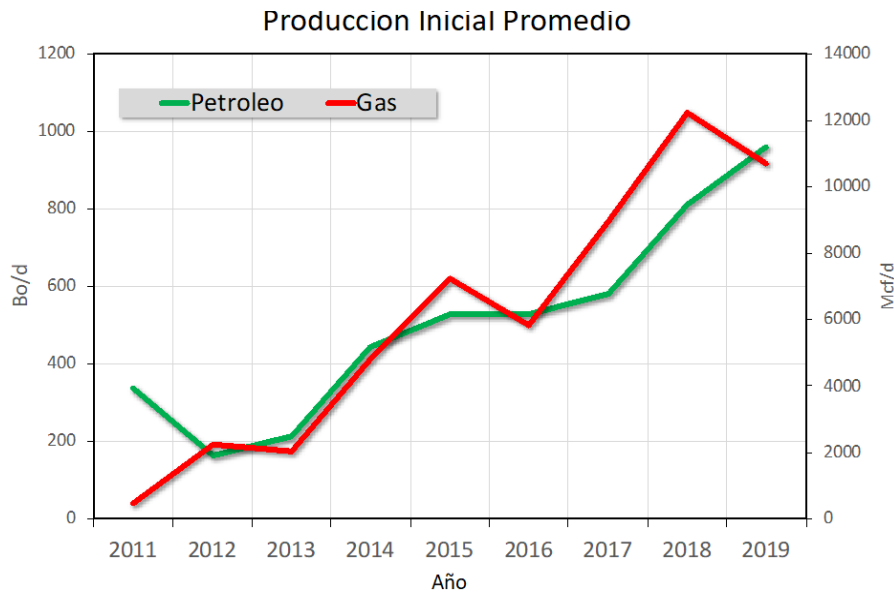


Figura 4. Evolución de los caudales iniciales de pozos de Vaca Muerta, mostrando la curva de aprendizaje. Modificado de GiGa Consulting, 2019

EMPRESA	AREA	INVERSIONES ANUNCIADAS/EN CURSO (MMUSD)
Wintershall	Aguada Federal y Bandurria Norte	6000
Tecpetrol	Fortín de Piedra	2300
Vista Oil & Gas	Bajada del Palo y Coirón Amargo Sur-Oeste	3000
YPF	El Orejano	2000
Shell	Sierras Blancas-Cruz de Lorena	1500
Capsa-Capex	Agua del Cajón	1530
PAE	Bandurria Centro	400
Total Austral - Wintershall - YPF - PAE	Aguada Pichana Este	675
Pluspetrol	La Calera	616
Pampa Energía - ExxonMobil - Total Austral	Sierra Chata	520
PAE - YPF - Total Austral	Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro	475
YPF - Chevron	Loma Campana	500
Schlumberger - YPF	Bandurria Sur	390
YPF - Statoil	Bajo del Toro	300
YPF - Petronas	La Amarga Chica	192
YPF - Pampa Energía	Rincón del Mandrullo	150
YPF - Shell	Bajada de Añelo	370
TGS	Area Vaca Muerta	250
TOTAL		21168

Figura 5. Inversiones en Vaca Muerta. Fuente: Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional (Ministerio de Desarrollo Productivo 2019)

Las inversiones directas en Vaca Muerta hasta la fecha están en el orden de 21.000 millones de dólares en 18 proyectos (Ministerio de Desarrollo Productivo, 2019) (Fig. 5).

El desarrollo de Vaca Muerta ha tenido un importante impacto positivo en la economía de la Argentina. Gracias a este desarrollo, la balanza energética del país paso de ser negativa en 6.000 MMUS\$ en el año 2013 a positiva en el año 2020 (Arriazu, 2019) (Fig. 6). Esto ha tenido igualmente un impacto importante en el PBI sectorial y total del país. Se ha aumentado el empleo en el sector energético y los demás sectores. Solamente en el proyecto Fortín de Piedra se contrataron 4500 personas y a más de 1000 PYMES (Tecpetrol, video institucional). Esto ha ayudado en las cuentas externas del país, y también ha tenido un impacto sustancial en los ingresos a nivel local. Por ejemplo, los ingresos en regalías en la provincia de Neuquén, aumentaron de 500 MMUS\$ por año previo al año 2015, a más de 1000 MMUS\$ por año en el 2020 (Arriazu, 2019) (Fig. 7). Por otro lado, el incremento de la producción no convencional permitió reemplazar el gas licuado (GNL) importado por gas nacional, con el consiguiente ahorro de divisas. Igualmente, la mayor oferta interna de gas resultó en una marcada disminución del precio del gas de valores cercanos a 4.5 \$ MMbtu a 3,5 \$ MMbtu a comienzos del 2019 (Arriazu) y a valores cercanos a 1,5 \$ MMbtu a comienzos del 2020. De acuerdo con un estudio de Accenture y GiGa (en Penelli, 2019), Vaca Muerta puede crear 22.000 puestos de trabajo por año por las próximas dos décadas.

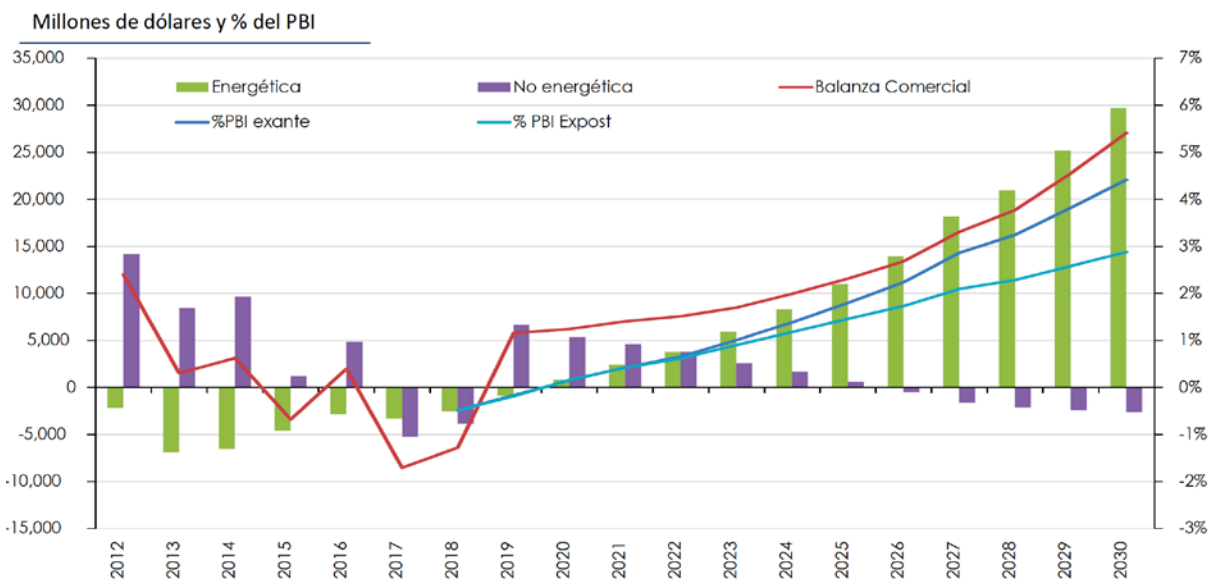


Figura 6. Balanza Comercial, Argentina. El cambio en el rubro energético está determinado por el desarrollo de Vaca Muerta (Arriazu, 2019).

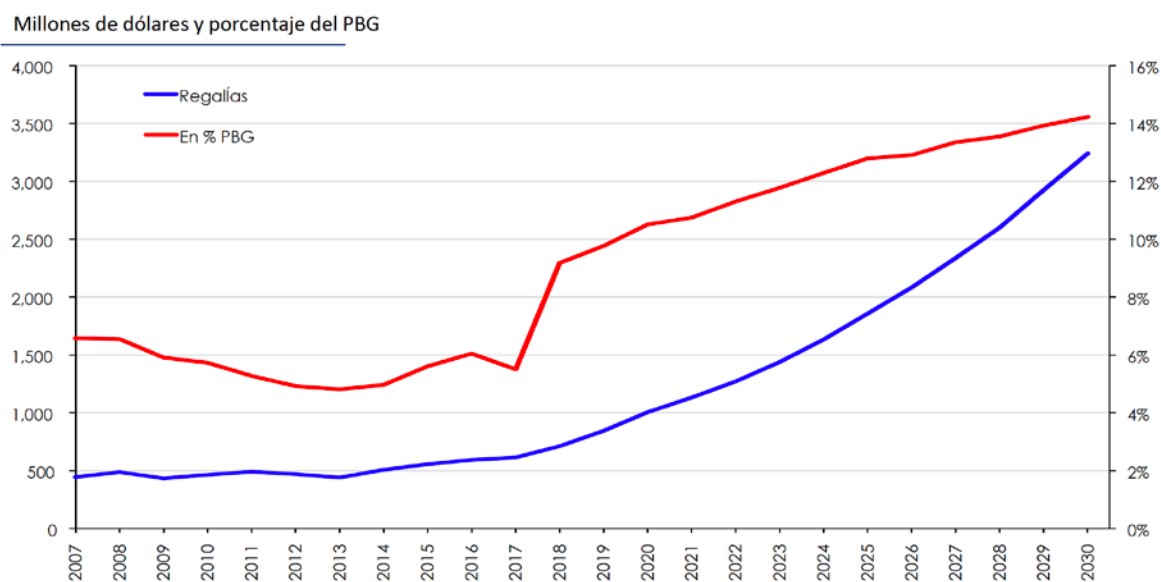


Figura 7. Recaudación de Regalías en la Provincia de Neuquén, Argentina. La fuerte subida se debe al desarrollo de Vaca Muerta (Arriazu, 2019).

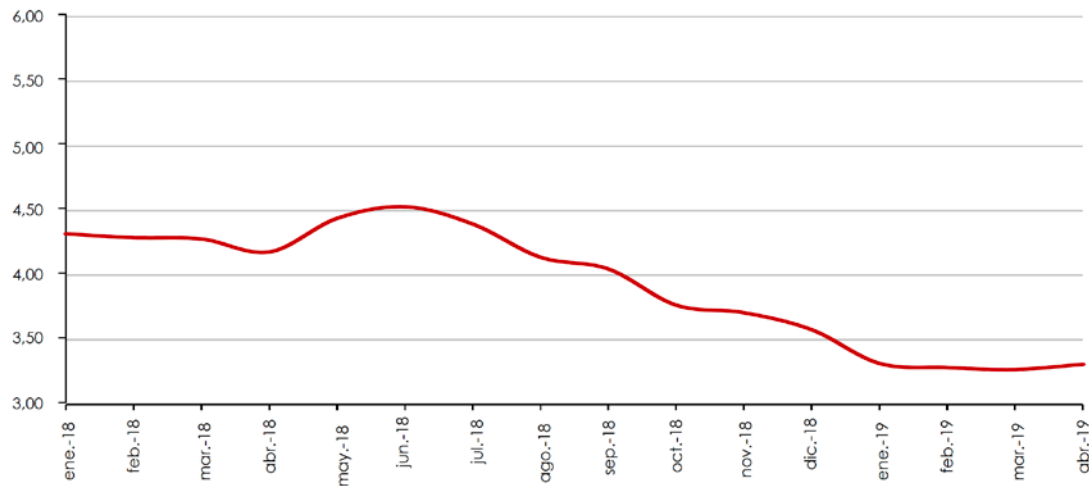


Figura 8. Evolución del precio promedio del gas natural en la Argentina (Arriazu, 2019). La caída importante en el precio coincide con el desarrollo del proyecto Fortín de Piedra.

b) Estados Unidos

Es indudable el impacto económico que ha tenido el desarrollo de los recursos no convencionales en los EE. UU. En ese país la producción del gas no convencional se incrementó ocho veces desde el año 2007 al 2019 y la de petróleo diecinueve veces en ese mismo periodo (CEA, 2019). Como resultado de esto, EE. UU. se convirtió en el mayor productor mundial de gas y petróleo, encima de Rusia y Arabia Saudita. Ese mismo estudio considera que este incremento en producción contribuye a reducir el costo del gas natural un 63% (2018), lo que llevó a una disminución de 45% del precio de la electricidad (CEA, 2019). Esta disminución de precios de la energía, estiman que representan un ahorro a los consumidores de 203 Billones de US\$ por año, lo que significa un ahorro de 2500 US\$ por año para una familia tipo de 4 personas. En EE. UU., solo en 2013 la industria generó 1.7 millones de empleos y en 2012 adiciono 62 billones de dólares a la economía (Núñez, 2015).

La revolución del Shale contribuyó sustancialmente a reducir la emisión de gases de invernadero y la emisión de partículas a un nivel 9% inferior al del 2005, originado por el reemplazo de carbón por gas en la generación de electricidad (CEA, 2019). Por otro lado, la cantidad de emisiones ha disminuido más rápidamente que en Europa gracias a este cambio en la matriz energética (CEA, 2019).

En una comparación de condados con actividad de fracking con otros en donde se prohibió dicha actividad (Ohio, Pennsylvania y West Virginia vs. Nueva York) Komareck (2014) observó un incremento de 7% en el empleo y 11% en los salarios en los condados relacionados a esta actividad. También observo que esto tuvo un impacto positivo en sectores relacionados, tales como la construcción, el transporte, el comercio al por menor y la hotelería. En un estudio exhaustivo del impacto de la revolución del Shale en EE. UU. sobre aspectos salariales y de vivienda, Jacobsen (2019) indica un importante incremento salarial en casi todas las categorías ocupacionales. Los incrementos

salariales beneficiaron a toda la población, pero proporcionalmente en mayor medida a los segmentos de menores recursos (Fig.10). El boom del shale también ayudó a incrementar el valor de las propiedades. De acuerdo con este análisis, los habitantes de los estados que prohibieron esta actividad fueron afectados negativamente del punto de vista económico (Jacobsen, 2019).

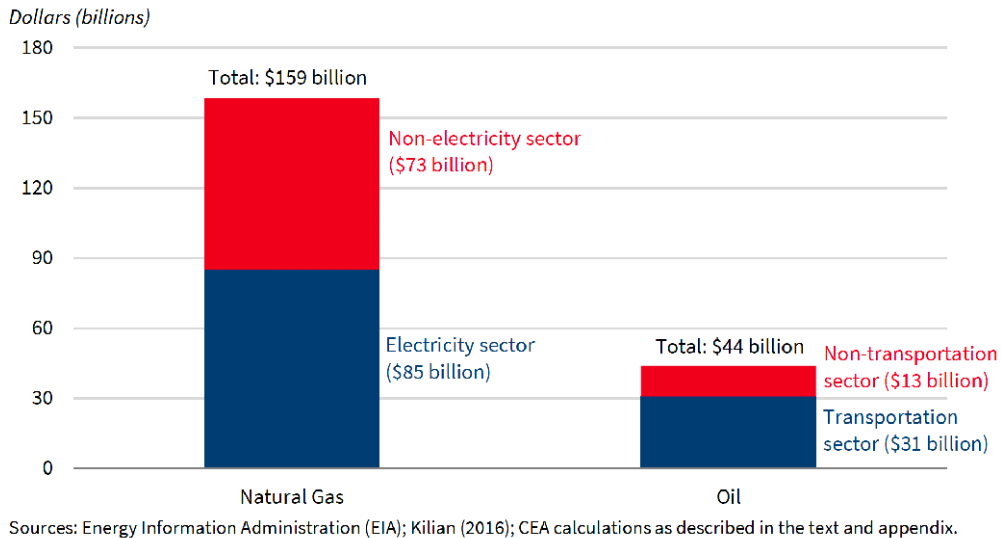


Figura 9. Ahorro anual en los consumidores gracias al desarrollo del Shale en EEUU (CEA, 2019).

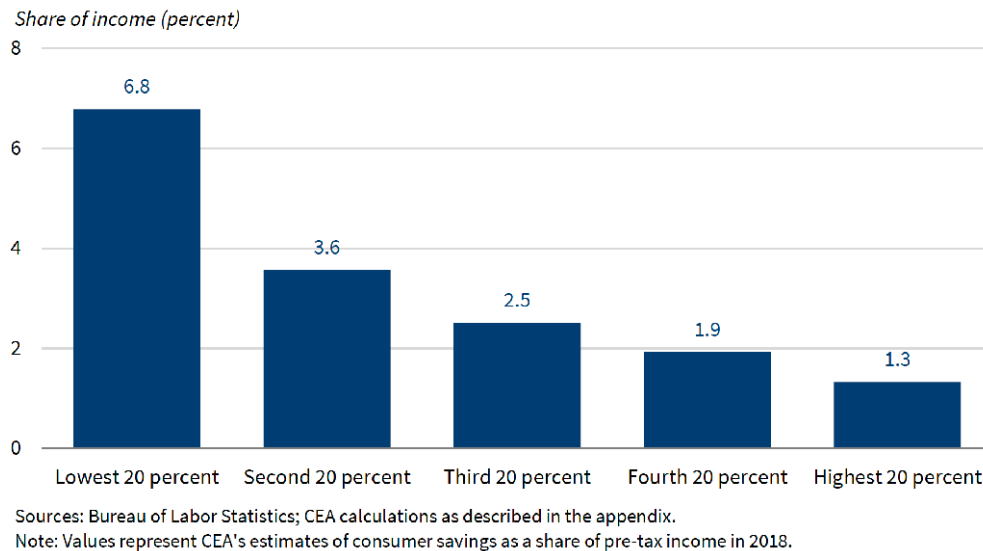


Figura 10. Ahorro de los consumidores por el desarrollo del Shale en EEUU en proporción al ingreso por familia (CEA, 2019).

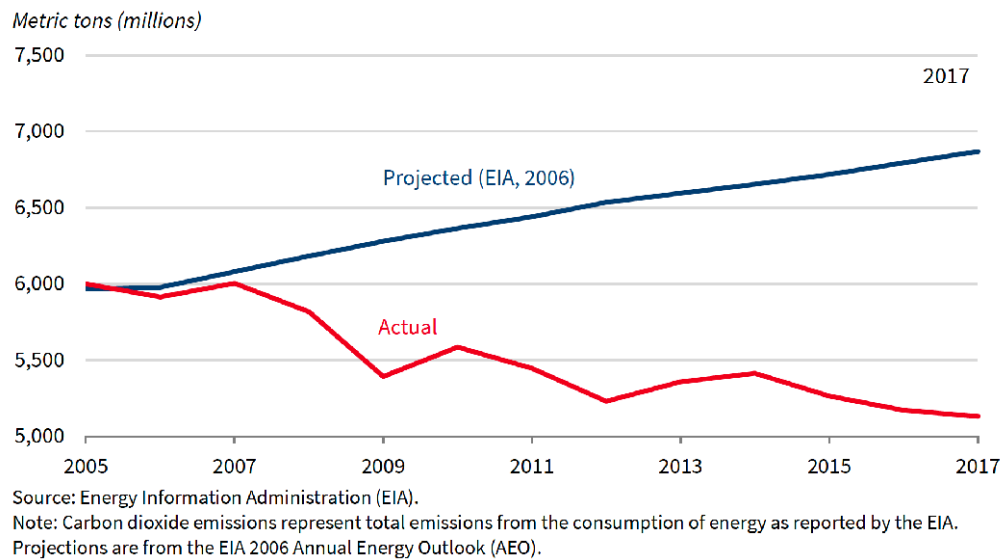


Figura 11. Emisiones reales vs. proyectadas de dióxido de carbono en EEUU (2005 a 2017). La disminución de emisiones corresponde con el desarrollo del Shale (CEA, 2019).

5) Aspectos Ambientales

Se ha mencionado una serie de riesgos asociados al desarrollo de los recursos no convencionales. A nivel general estos pueden ser agrupados en las siguientes categorías:

- a) Uso del Agua
- b) Contaminación de acuíferos
- c) Productos Químicos
- d) Disposición del agua de flowback
- e) Sismicidad inducida
- f) Impacto en el entorno

a) Uso del Agua

La utilización de agua es un tema muy importante en la explotación de recursos no convencionales ya que con ella se ejerce la fuerza necesaria para reabrir las fisuras generadas por la naturaleza y transportar un agente de sostén (proppant) (generalmente arena), que impedirá que estas fracturas vuelvan a cerrarse. De esa forma, se generan vías por donde pueden fluir el petróleo y el gas.

La estimulación hidráulica de un pozo horizontal de shale, puede demandar entre 15.000 y 35.000 m³ de agua. La cantidad dependerá de la longitud de la rama horizontal del pozo, la cantidad de etapas a realizarse, y el diseño de la fractura. Esta cantidad de agua se utiliza por una única vez en la historia de cada pozo. En la Argentina, se están haciendo un promedio de 4 a 7 fracturas por día por pozo (menos que en EE. UU., en gran parte por la menor cantidad de equipos). En un pozo típico, de 2000 m de largo de rama horizontal, se realizan aproximadamente 27 fracturas, por lo que el proceso se demora alrededor de 6 a 7 días por pozo. Sin embargo, generalmente estos se perforan en pads de 3

o 4 pozos y se completan al mismo tiempo, por lo que en un pad de cuatro pozos la actividad se demora aproximadamente 25 días.

En el caso de Vaca Muerta, toda esta actividad está regida y aprobada para cada proyecto por las autoridades provinciales correspondientes. El Ministerio de Energía de Neuquén, publicó un trabajo en el que analizan el potencial impacto que podría tener la utilización de esos volúmenes de agua en el proceso de fracking (IAPG, 2015). En ese estudio se considera que en un desarrollo de unos 500 pozos por año (que es una cifra muy superior a la que actualmente se esta perforando), con un consumo de 20.000 m³ de agua por pozo, la demanda equivaldría a, apenas, el 0,11% del recurso hídrico provincial, frente a un 5% que requieren la población, la industria y el agro, y al 94% remanente queda para otros usos en otras jurisdicciones (IAPG, 2015). Por otro lado, la utilización del recurso hídrico está reglamentada por el decreto 1493/12 de la Provincia de Neuquén, y las regulaciones sólo permiten tomar agua de recursos superficiales (lagos y ríos), y en ningún caso de acuíferos de agua dulce (IAPG, 2019).

Cabe destacar que el uso de agua para proyectos de recuperación secundaria, que han sido implementados a nivel mundial por más de 40 años, tiene ordenes de magnitud superiores a las utilizadas en el fracking de reservorios no convencionales (ARPEL, 2016). En muchos países el uso del agua está regulado por autoridades competentes y su adherencia es mandatoria para la industria (Stark et al., 2012).

Cuenca Neuquina

Unidad de tiempo	Río Neuquén	Río Limay	Río Colorado	Volumen total	2013 Aproximado*		500 pozos/año	
					Vol. anual	% del Vol T	Vol. anual	% del Vol T
Segundo	308 m ³	224 m ³	148 m ³	680 m ³				
Año	9.713 MMm ³	7.064 MMm ³	4.667 MMm ³	21.444 MMm ³	0,7 MMm ³	0,003%	8 MMm ³	0,035%

* Considerando 1000 m³/fractura



Fuente: ABC de los HC en Reservorios No Convencionales

Figura 12. Recursos hídricos en la Cuenca Neuquina y volúmenes utilizados en el fracking (IAPG, 2015, IAPG, 2019)

De acuerdo con un estudio de la Agencia Ambiental de los EE. UU. (EPA, 2016) en la mayoría de los condados analizados la cantidad promedio de volumen de agua utilizado en fracturas es menor al 1% del total del uso del agua, con lo cual, salvo en casos excepcionales de sequías localizadas, la utilización de agua de fractura es muy baja en relación con el uso total y la disponibilidad de este recurso a escala regional.

En conclusión, el análisis tanto de la Argentina como de los EE.UU., muestra que el uso de agua para fracturamiento hidráulico en la gran mayoría de los casos no compromete el recurso hídrico.

b) Contaminación de acuíferos.

Una de las preocupaciones de la sociedad es la potencial contaminación de los acuíferos con el agua que se utiliza en el fracturamiento. Los pozos de petróleo están diseñados y construidos para mover fluidos desde y hacia la roca desde la superficie sin ningún tipo de

pérdidas. A tal fin se colocan y cementan varias tuberías (encamisado o casing) que aíslan completamente la roca del pozo, especialmente en donde intersectan al acuífero. Una vez terminado el encamisado y fraguado el cemento, se corren por dentro de la tubería registros eléctricos que permiten visualizar si hay alguna falla de hermeticidad en el pozo (falta de cementación), y de haberla, esta es reparada.

Las muy raras excepciones en las que el agua subterránea se vio afectada fueron debido a instalaciones defectuosas del encamisado protector, o a deficiencias en la cementación, pero no producidas por la estimulación hidráulica.

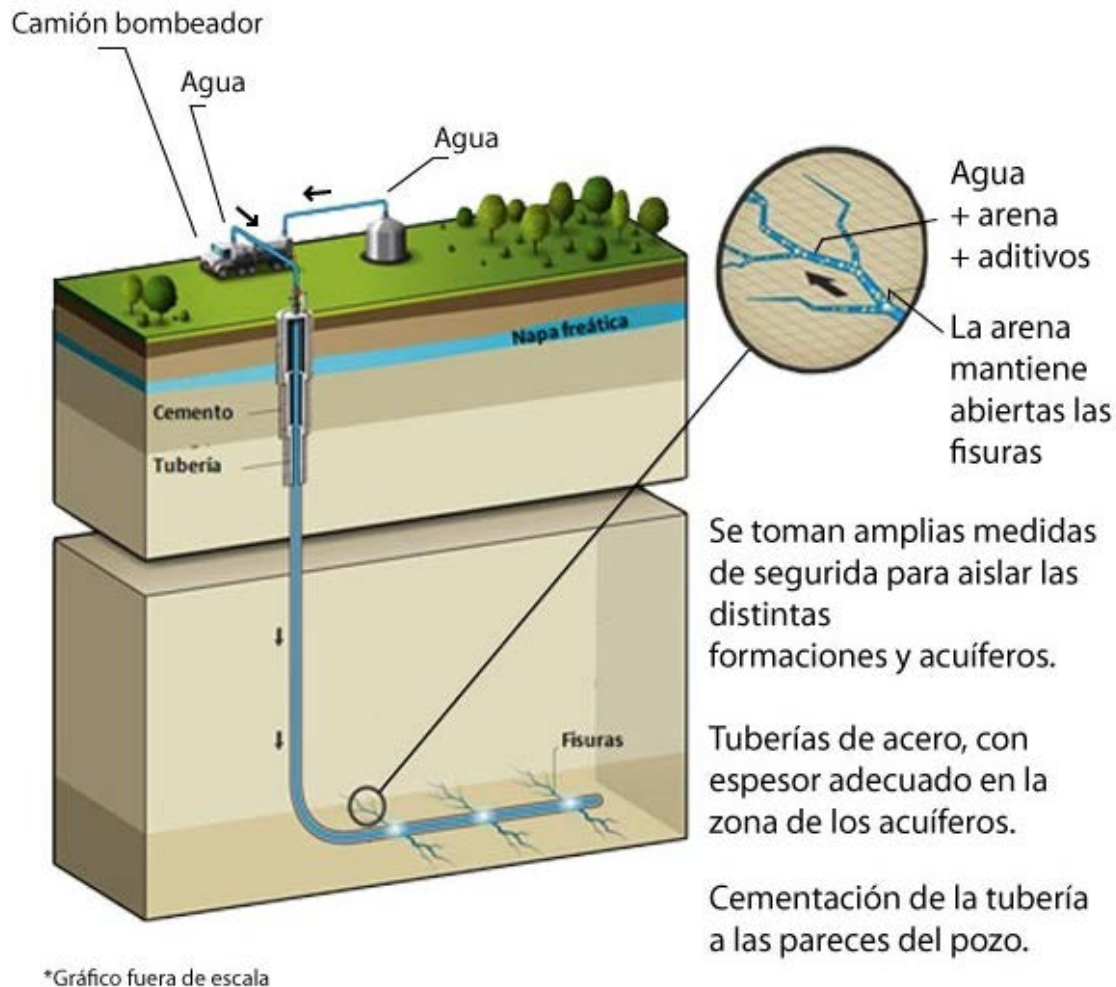


Figura 13. Aislación del pozo no convencional de la capa freática o acuífero (IAPG, 2019)

Un tema de importancia es cuanto puede crecer una fractura en sentido vertical. Esto es difícil de medir directamente, pero en base al estudio de microsísmica, Davies et al., 2012 y Fisher y Warpinski (2012), indican que el crecimiento vertical de las fracturas es del orden de las decenas a las centenas de pies. En estudios con gran cantidad de datos, estos autores solo observaron un 1% de fracturas con más de 350 m. de crecimiento vertical y la mayor fractura observada fue de 588 m. Wilson et al. (2018) luego del análisis de datos de

microsísmica de 109 sondeos, concluyen que no hay fracturas que sobrepasan los 600 m de crecimiento vertical. En la gran mayoría de los recursos no convencionales hay una separación de al menos 2000 m entre la roca objetivo y la capa freática, por lo que el riesgo que una fractura lo alcance es básicamente nulo. Wilson et al. (2018), también calculan que un pozo no convencional debe estar alejado al menos 895 m de una falla para evitar que el agua de fractura llegue y pueda migrar a través de esta. Igualmente, Birdsell et al., (2015), concluyeron que es muy poco probable que los fluidos del fracturamiento hidráulico alcancen una fuente de agua potable si la separación entre la roca objetivo y el acuífero es grande, y no existen vías de comunicación (fallas naturales o fracturas o cementación deficiente en los pozos). Es decir, que el mayor riesgo no es la fractura, sino la integridad del pozo (estado del revestimiento y calidad de la cementación). Este es un tema de gran importancia, al cual la industria le dedica mucha atención, pero no hay diferencia entre pozos convencionales y no convencionales, ya que el aspecto de integridad es idéntico para ambos casos.

c) Productos Químicos

Los fluidos utilizados para fracturas hidráulicas están diseñados para crear y hacer crecer fracturas en la roca objetivo, y para llevar el agente apuntalante o proppant (generalmente arena) para sostener a las fracturas recién creadas. Estos fluidos están constituidos fundamentalmente por agua, proppant (agente de soporte) y aditivos. De acuerdo con un estudio de la EPA (2016), el fluido más importante es el agua. Esto está seguido del proppant (generalmente arena de alta resistencia a la compresión, aunque a veces se utilizan materiales sintéticos cerámicos). Finalmente, los aditivos químicos forman una porción mucho menor, pero son los que muchas veces se identifican como potenciales contaminantes (Fig. 14). Estos aditivos, que pueden ser un solo químico o una mezcla, se agregan al fluido base para cambiar sus propiedades (i.e. ajustar el pH, incrementar la viscosidad del fluido, o limitar el crecimiento de bacterias). Estos aditivos varían de acuerdo con el tipo de roca, temperatura y presión, y también varían entre operadores y compañías de servicio. Un análisis de fluidos de fractura de los pozos perforados en EE. UU. entre 2011 y 2013 por parte de la EPA encontró entre 4 y 28 componentes químicos utilizados por pozo, pero ninguno de ellos se utilizó en todos los pozos. Los componentes mas frecuentes son metanol, destilados livianos de petróleo, y ácido clorhídrico (EPA, 2015). En otro trabajo, Stringfellow et al., (2014), encontraron hasta 81 aditivos, en los fluidos de las fracturas hidráulicas. Casi todos estos compuestos son comunes y muchos se utilizan en productos de limpieza, en alimentos industrializados, cosméticos, etc. Ejemplos de los usos de estos aditivos se incluyen en la siguiente tabla (Fig. 15) (IAPG, 2019).

En una operación típica para shale oil en Vaca Muerta los químicos representan el 0,7 % del fluido de estimulación hidráulica (IAPG, 2019). De ese total, la mitad es ácido clorhídrico. Otro 25 por ciento es un polímero natural (goma guar) y el resto son los aditivos que se agregan. Por normativa, en la Argentina, las empresas deben detallar los químicos a ser utilizados ante la autoridad de aplicación en las hojas de seguridad ante de cualquier operación (IAPG, 2015).

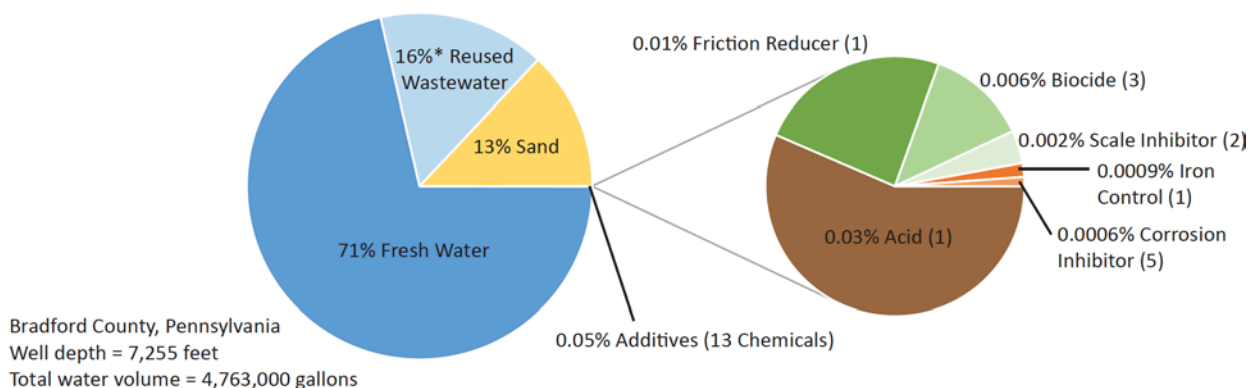


Figura 14.. Ejemplo típico de porcentajes de fluidos y químicos utilizados en el fracking (EPA, 2016)

Tipo de sustancia	Función en la industria	Función en el hogar	Concentración en el hogar	Concentración en el fluido de fractura
Hipoclorito de sodio (lavandina)	Acondicionamiento del agua, control microbiano	Desinfectante, agente blanqueador, tratamiento del agua. Uso médico	0,1% a 20%	0,01% a 0,02%
Glutaraldehído	Control microbiano	Desinfectante. Producto utilizado para esterilizar equipamiento médico y odontológico		0.01%
Hidróxido de sodio (soda cáustica)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Preparación de alimentos, jabones, detergentes, blanqueadores dentales	0,1% a 5%	0,04% a 0,08%
Ácido clorhídrico (ácido muriático) (33%)	Disolver carbonatos, bajar el pH	Para destapar cañerías. Presente en el estómago		0.33%
Carbonato de sodio (natrón)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Limpiadores, lavavajillas, pasta de dientes, cuidado del cabello	0,5% a 85%	0,0% a 0,025%
Bicarbonato de sodio	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Polvo leudante, limpiadores, pasta de dientes, polvo de bebés, acuarios	1% a 100%	0,0% a 0,006%
Ácido acético (vinagre)	Estabilizador de hierro para la mezcla de ácido clorhídrico	Preparación de comidas, productos de limpieza	1% a 5%	0,003%
Cloruro de potasio	Control de la expansión de arcillas	Sal de mesa dietética, uso médico	0,5% a 40%	0,0% a 0,91%
Goma guar	Gelificante	Cosméticos, productos horneados, helado, dulces,	0,5% a 20%	0,0% a 0,25%
Sales de Borato / ácido bórico	Para reticular el fluido de fractura	Cosméticos, spray para cabello, antiséptico, detergentes	0,1% a 5%	0,0% a 0,001%
Enzima hemi celulósica	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Aditivo de vinos, pasta de soja, procesos industriales de alimentos, aditivo de alimentos de granja	0,1% a 25%	0,0% a 0,0005%
Enzimas	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Detergentes, jabones para ropa, removedores de manchas, limpiadores, café instantáneo	Aprox. 0,1%	0,0% a 0,0005%
Surfactantes	Tensioactivos: Para reducir las tensiones superficiales y interfaciales	Detergentes, lavavajillas, champoo, gel de duchas	0,5% a 2,0%	0,02%
Silica (arena)	Agente de sostén	Vidrio, limpiadores en polvo, artículos de artística	1% a 100%	4,0% a 6,0%
Resina acrílica	Agente de sostén (recubrimiento de granos de agente de sostén)	Desinfectante, colorante, empaque de alimentos	<0,01% a 2%	0,0% a 0,002% (no se usa siempre)

Figura 15. Productos químicos utilizados en el fracking (IAPG, 2015,2019)

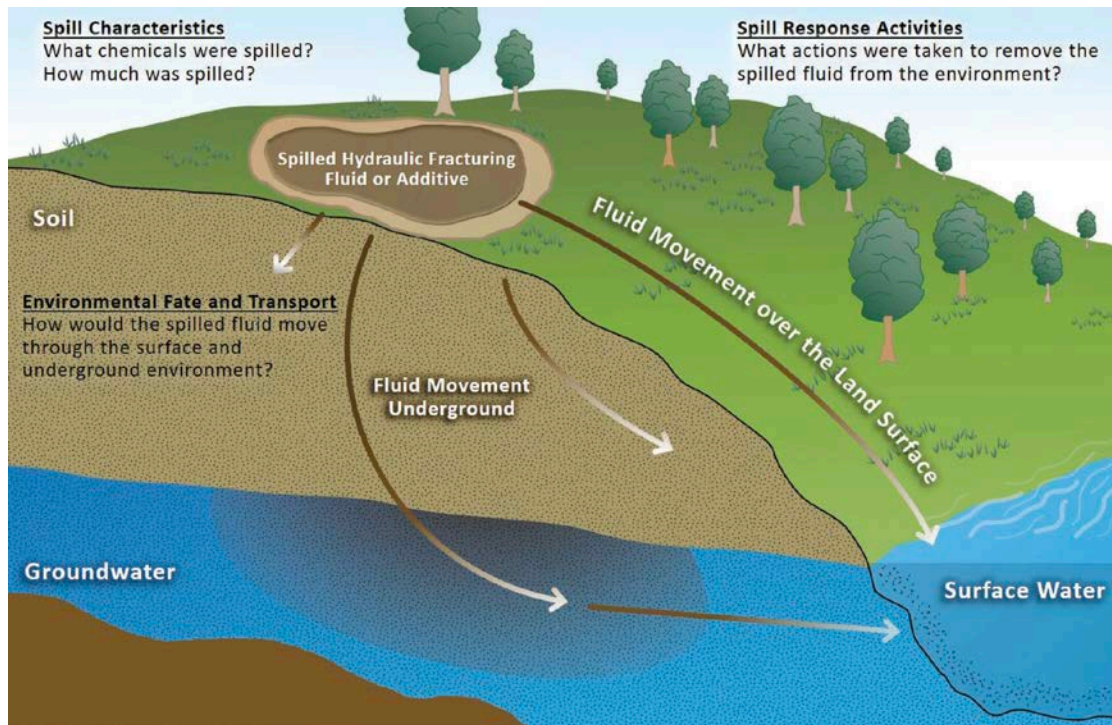


Figura 16. Formas potenciales de ingreso de químicos en el agua (EPA, 2016).

La toxicidad de un producto tiene que ver no sólo con las características particulares del fluido sino, también, con la concentración y con el grado de exposición. Estos aditivos se manejan en circuitos cerrados y, de hecho, en las operaciones se toman todos los recaudos para aislar estos materiales y evitar sus derrames. Estos potenciales derrames afectan igualmente al desarrollo de los recursos convencionales como los no convencionales. Por ese motivo, la industria toma las medidas necesarias para prevenirlos, y particularmente para evitar que los mismos lleguen a cuerpos de agua superficiales o a capas acuíferas. Por eso la industria confina estos fluidos en tuberías y piletas especialmente diseñadas durante las operaciones, y en muchos casos los inyecta en pozos diseñados para la disposición final (sumideros o “disposal”), a profundidad, fuera del contacto con el acuífero. Estos pozos sumideros también están regulados por la autoridad de aplicación y antes de perforarlos se debe presentar un informe geológico que demuestre que la capa de inyección no está en contacto con el acuífero.

De todas formas, los derrames son inevitables, pero con la experiencia adquirida, nuevas tecnologías y cada vez mayor focalización en la prevención de eventos de no calidad ambientales, estos son cada vez menos frecuentes.

d) Disposición del agua de flowback

Al finalizar los trabajos de estimulación hidráulica, una parte del fluido inyectado retorna a la superficie. Esta “agua de retorno” o “flowback” tiene altos contenidos de sales, cloruros y carbonatos, y no es apta para ser liberada en el medio ambiente. Las regulaciones obligan a tratarla y reciclarla para nuevos usos, incluso nuevas operaciones de estimulación hidráulica, lo cual disminuye los requerimientos de agua fresca. En el caso de Vaca Muerta en algunos casos, este flowback es

confinado en los llamados “pozos sumideros” (o disposal) (IAPG, 2015). En el caso de Vaca Muerta, la mayor cantidad de agua de flowback se reinyecta en los pozos sumideros, que generalmente son perforados con este objetivo únicamente. Los pozos sumideros inyectan en rocas claramente separadas de los acuíferos y con buenas condiciones de permeabilidad. Estos pozos son aprobados por la autoridad de aplicación, con todas las medidas de seguridad, para confinar este fluido en formaciones estériles, y completamente aisladas del medio ambiente.

El agua de flowback (o agua producida) está compuesta por el retorno de los fluidos inyectados durante la fractura, agua connata de formación y productos que se generan por la degradación o transformación de los productos inyectados en otros componentes por reacciones con la roca y la temperatura. A medida que se produce el pozo el fluido está cada vez más representado por el agua de formación que se encuentra en la roca en forma natural (Fig.17).

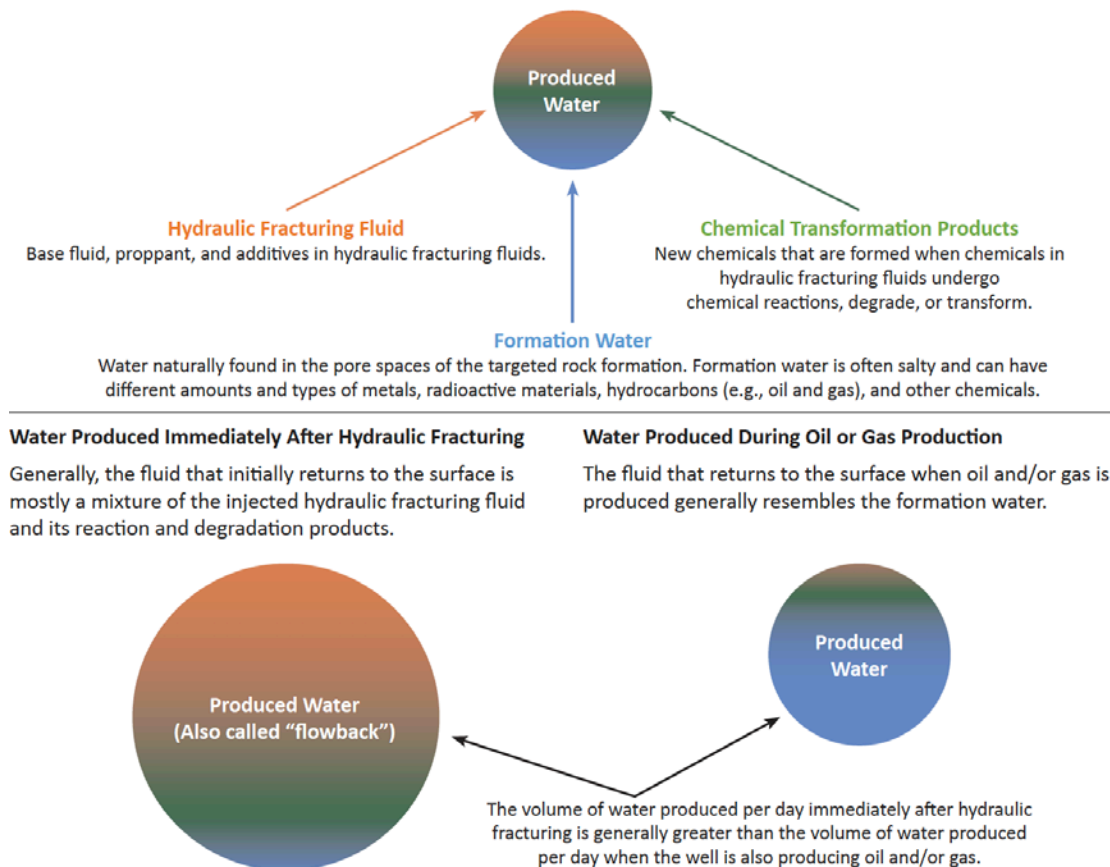


Figura 17. Agua producida de pozos de gas y petróleo fracturados hidráulicamente (EPA, 2016)

Previo a su inyección en pozos sumideros, el agua de retorno debe recibir un tratamiento adecuado. Se trata de una práctica habitual en esta y otras industrias, independientemente de que se trate de extracción convencional o no convencional de hidrocarburos. Típicamente los pozos de shale producen 10-30% del agua inyectada en los primeros 10 años, pero algunos pozos en el Barnett Shale han producido el 100% del volumen inyectado en los primeros 3 años (EPA 2016). Dentro de Vaca Muerta se ve una variación regional importante, con una producción mucho menor de agua en el sur

de la cuenca que en el norte, en donde en algunos casos se ha recuperado el 100 del volumen inyectado en menos de tres años. El agua producida, luego del tratamiento en algunos casos se vuelve a reutilizar en el fracking. Por ejemplo, en el Marcellus Shale, el 14% del agua utilizada en el fracking proviene de reciclado, pero en el Barnett Shale solo el 4% es de este origen (EPA 2016).

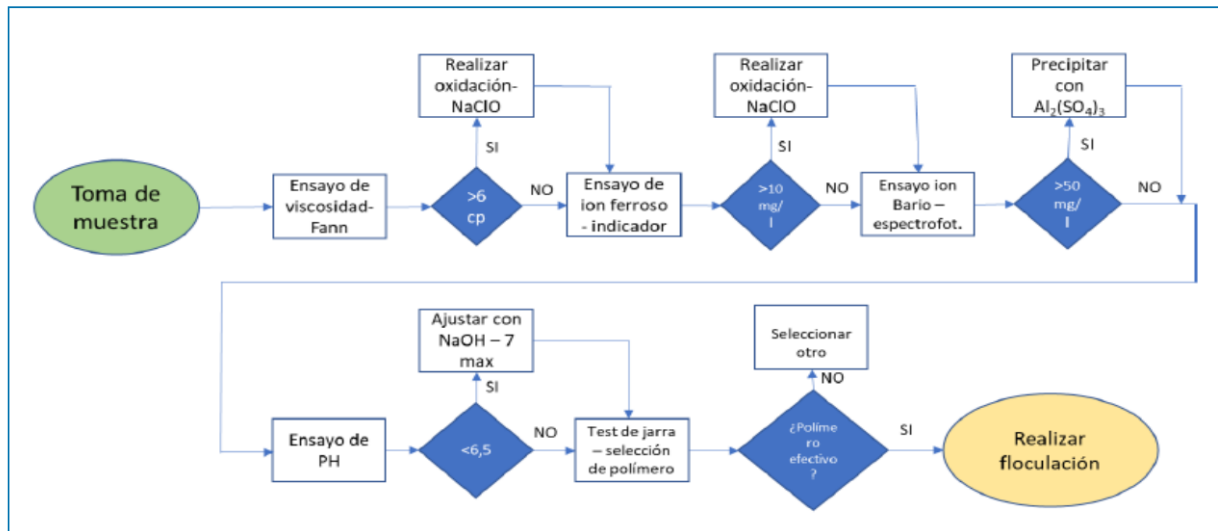
En Neuquén, el Decreto 1483/12 establece las normas y procedimientos tanto para la exploración como para la explotación de reservorios de hidrocarburos no convencionales. Según esta disposición, para el tratamiento de agua de flowback se permiten únicamente las siguientes alternativas de disposición: reúso en la industria hidrocarburífera, reúso en riego asociado a un proyecto productivo o de recomposición ambiental y disposición final en un pozo sumidero (De la Zerda et al., 2018). Asimismo, se prohíbe la utilización de agua subterránea para las etapas de perforación y terminación. Previo a la reutilización de esta agua, se procede a una serie de tratamientos. El primer aspecto es la remoción de la materia orgánica, los sólidos suspendidos y lograr una remoción parcial de minerales solubles y metales para lograr soluciones termodinámicamente estables. La selección de la tecnología más adecuada para el tratamiento de aguas residuales depende de las características del agua, del volumen a tratar y del uso final (De la Zerda et al., 2018). En la Provincia de Neuquén, Argentina, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales otorga las autorizaciones de Vertido, donde se detallan las condiciones de inyección en cada caso. Esto es específico a cada pozo. Las autorizaciones de Vertido imponen que la calidad que se autoriza a inyectar no podrá presentar valores superiores a los especificados. Las autorizaciones de Vertido también especifican los tratamientos que se deberán realizar en cada caso, en función de la información brindada por la compañía a la Autoridad de Aplicación. Ejemplo de valores se incluyen en la figura 18.

Densidad (gr/cm3)	< 1.15
Contenido de iones mayoritarios	< 10%
Hidrocarburos totales (mg/l)	<9
Detergentes (mg/l)	<1
Fenoles(mg/l)	<0.45
Arsénico(mg/l)	<0.005
Plomo(mg/l)	<0.003
Cianuros(mg/l)	<0.01
Cromo hexavalente(mg/l)	<0.002
Mercurio(mg/l)	<0.001
Cadmio(mg/l)	<0.003

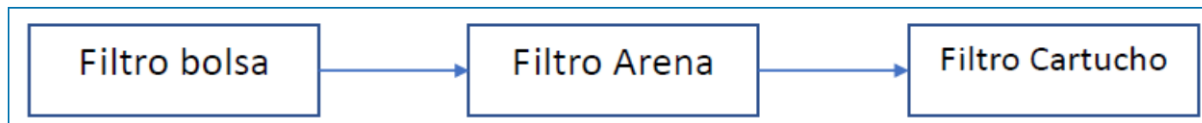
Figura 18. Ejemplos de calidad de agua de inyección (componentes) requerida en un pozo típico de Vaca Muerta.

A los fines de alcanzar el nivel de calidad requerida, el agua es tratada en una serie de procesos. En la Figura 19 se muestra un ejemplo del proceso de agua en una operación de Vaca Muerta para que los fluidos inyectados cumplan con todas las especificaciones requeridas por las autoridades ambientales.

➤ Etapa de Oxidación



➤ Etapa de Filtrado



➤ Etapa previa a la inyección

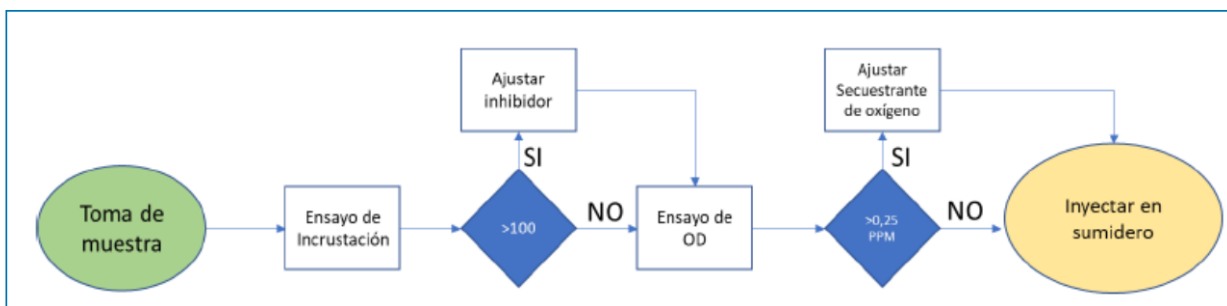


Figura 19. Ejemplo de esquema de tratamiento de agua de flow back para ser inyectada en pozo sumidero (Vaca Muerta).

e) Sismicidad inducida

Es conocido que algunos terremotos pueden ser generados por distintas actividades humanas como minería, inyección de fluidos al subsuelo, extracción de fluidos del subsuelo (agua, gas, petróleo, CO₂), desarrollo de energía geotérmica, construcción de presas y embalses, entre otros (Castello et al.,

2014). Estos tipos de sismos se conocen como sismos inducidos (Gibson & Sandiford 2013). Existe en los medios el concepto de que el fracking produce terremotos particularmente destructivos para los asentamientos humanos debido a la inyección de agua. Sin embargo, la inyección de agua en las operaciones de gas y petróleo, se realiza en tres circunstancias: 1) Durante el fracturamiento hidráulico (fracking), 2) disposición de agua producida (flowback), y 3) proyectos de estimulación secundaria.

Con respecto al punto 1, hay coincidencia en la comunidad científica que la fracturación hidráulica solo produce un muy pequeño porcentaje de los terremotos sentidos. En los pocos casos en los EE. UU. en donde se han producido eventos es próximo a fallas activas existentes (Maxwell et al, 2010, Zoback, 2018). Recientemente también se demostró que en la Cuenca de Sichuan en China los terremotos no están relacionados al fracking sino a la reactivación de fallas mas antiguas debido a esfuerzos regionales (He et al., 2019). En la estimulación hidráulica el fluido se bombea a presiones que superan el esfuerzo principal mínimo en el punto de inyección y permiten la apertura de fracturas que se desarrollan y crecen paralelas a la dirección del esfuerzo principal máximo (es por lo que los pozos horizontales deben perforarse perpendiculares a dicho esfuerzo). Este tipo de fracturas generan sismos de muy baja magnitud (-3 a 0 en la escala Richter) (Davies et al., 2013, Soldo, 2014, Warpinski et al., 2012), lo que de acuerdo con Zoback (2018) es equivalente a la energía generada al dejar caer al piso un galón de leche desde la mesada de una cocina. Es decir, salvo muy pocas excepciones, estos eventos no son percibidos en la superficie.

La segunda actividad (inyección de agua producida), es lo que se considera que origina la mayoría de los sismos inducidos por las operaciones de gas y petróleo (Keranen et al., 2014, Rubinstein y Mahani, 2015, Soldo, 2014, Zoback, 2018, entre otros). De todas formas, la mayoría de los pozos sumideros no producen sismos. En el año 2015 de aproximadamente 35.000 pozos sumideros activos, 80.000 pozos de recuperación secundaria y decenas de miles de pozos fracturados hidráulicamente en los EE. UU. solo unas pocas docenas han producido sismos que pudieron ser percibidos. Los factores que se estiman necesarios para que la inyección produzca sismos son una o una combinación de los siguientes aspectos: la presencia de fallas lo suficientemente grandes, esfuerzos suficientes para producir terremotos, la presencia de vías de conexión entre los puntos de inyección y las fallas, y cambios importantes en la presión de los fluidos como para producir sismos (Rubinstein y Mahani, 2015). En particular, cuando se inyecta a altos caudales y se aumenta la presión del reservorio es posible que se generen eventos sísmicos. El aumento reciente en sismicidad en el centro de los EE. UU., coincide con un aumento en la inyección de agua producida (Walsh y Zoback, 2015). Esto se puede mitigar reduciendo el caudal inyectado, aumentando el espaciamiento entre los pozos sumideros, y alejándose de las fallas. Esto debe ser analizado para cada contexto geológico. Sin embargo, el factor condicionante de la magnitud de un evento inducido son las condiciones geológicas preexistentes, y no la magnitud de la perturbación de la presión poral (Walsh y Zoback, 2015). En conclusión, la disposición de agua en pozos sumideros puede en algunas circunstancias generar sismos, pero la necesidad de disposición de agua es común a todos los entornos de la industria petrolera, sea convencional o no convencional. Por lo tanto, la industria debe tomar los recaudos para minimizar estos riesgos, con un adecuado monitoreo sísmico, el manejo de caudales de inyección, y un buen entendimiento geológica del área.

La tercera actividad de la industria de petróleo y gas en donde se inyecta agua es en los procesos de recuperación secundaria. En estos casos se inyecta agua en el reservorio parcialmente depletado para aumentar la eficiencia de la recuperación de los hidrocarburos. Es muy infrecuente la generación de sismos relacionados con la recuperación secundaria. La razón de eso es porque en este caso la inyección se hace en un reservorio que ya ha producido hidrocarburos y esta subpresionado. De todas formas, existen casos en los que la inyección de agua para recuperación secundaria de petróleo ha generado sismos (Nicholson y Wesson, 1992, Rubinstein y Mahani, 2015), pero estos eventos no son frecuentes. En EE. UU. existen alrededor de 80.000 inyectores activos, pero estos han generado muy pocos eventos (Gan and Frohlich, 2013, Weingarten et al., 2015).

En conclusión, con muy pocas excepciones, el fracking *per se* no genera sismos perceptibles. La inyección de agua producida o flowback en algunos casos puede llegar a generar eventos sísmicos, pero existen una serie de medidas que se utilizan para mitigar los mismos. La inyección de agua producida tiene lugar tanto en el desarrollo de hidrocarburos convencionales como no convencionales. En Colombia esto ha sido una practica de la industria, particularmente en sectores en donde el petróleo se produce con un alto corte de agua, como en la zona de crudos pesados de la Cuenca de Los Llanos.

f) Impacto en el Entorno

Del punto de vista de impactos al entorno en adición a lo mencionado anteriormente, se identifican los siguientes elementos: Incremento de tráfico de camiones, con el aumento de emisiones asociadas, emisiones de bombas diésel, gas quemado o venteado a la atmósfera por razones operacionales, emisiones no intencionales de agentes contaminantes de equipos defectuosos, derrames superficiales de crudo u otros químicos, ruido, impacto visual, y el manejo de químicos, (Castello, et al., 2014, GAO 2012). Para afrontar estos aspectos ambientales, los organismos del estado en conjunto con la industria desarrollan protocolos para evitar, mitigar o solucionar dichos problemas.

Se ha mencionado que el fracking puede también tener un impacto en la gestación. En un estudio de 1.1 millones de nacimientos en Pennsylvania del año 2004 al 2013, Currie, Greenstone, y Meckel (2017) encontraron evidencias de que hay efectos negativos en la exposición del útero dentro de 3 km de sitios con fracking. Los impactos negativos incluyen una mayor incidencia de nacimientos de infantes con bajo peso. Sin embargo, como comentan esos mismos autores, es posible que pueden estar operando otros factores socio-económicos independientes que originen al bajo peso al nacimiento, como puede ser que las madres que viven cerca de los sitios de fracking, son mas jóvenes, frecuentemente no casadas, y menos educadas, lo que también puede explicar el fenómeno observado.

En un trabajo posterior, el mismo equipo, entre quien figura M. Greenstone, director del Instituto de Política Energética de la Universidad de Chicago en su análisis del impacto del fracking concluye que para el habitante promedio el fracking tiene un beneficio que excede los costos. Entre los beneficios se encuentra una reducción de los precios de la energía, el remplazo de carbón por gas natural, mucho menos contaminante, que condujeron a una reducción en la contaminación atmosférica y por ende a mejorar la salud en el país (Bartik, et al., 2019).

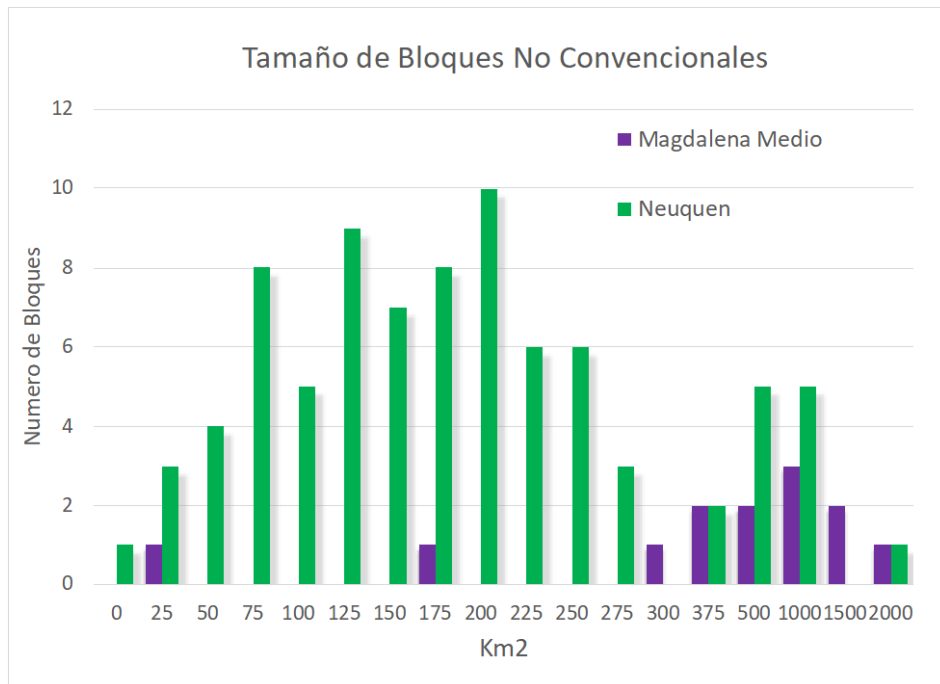


Figura 20. Distribución de áreas de los bloques no convencionales de las Cuencas de Neuquén y del Valle Medio del Magdalena (datos de IHS).



Figura 21. Desarrollo de Vaca Muerta. Planta de tratamiento de gas (CPU) en Fortín de Piedra.

Por otro lado, hay aspectos en el desarrollo de recursos no convencionales en EE. UU. que son muy diferentes con las áreas de Suramérica (Colombia o Argentina). Una de las grandes diferencias es el dominio de la tierra. Mientras que en EE. UU. el dominio minero está en manos de individuos, en

Suramérica está a cargo del Estado. Esto resulta en que en los EE. UU. las parcelas individuales, de propiedad privada, tienen tamaños muy variables (en general pequeños) y de formas irregulares. Por otro lado, los bloques en Argentina y Colombia son licenciados por el Estado, y en general tienen mucho mayor tamaño. La moda de la distribución de áreas no convencionales en la Cuenca Neuquina esta en los 200 Km², y en el Valle Medio del Magdalena, es aún mayor (en el orden de 1000 Km²) (Fig. 20). Por otro lado, mientras que, en Colombia o Argentina, cada bloque tiene un contrato con sus condiciones específicas, en los EE. UU., un área en explotación generalmente tiene diferentes contratos con obligaciones diferentes y fechas de expiración diferente. Esto lleva a un desarrollo que en general es mucho más difícil de ordenar que en el caso de Argentina y Colombia, en donde se puede adelantar un desarrollo mucho más organizado y eficiente, y permite diseñar esquemas de desarrollo integrales. Este tipo de desarrollo mas centralizado contribuye a minimizar el impacto ambiental al mismo tiempo que maximiza la utilización eficiente del recurso (Fig. 21). Este tipo de contratos permite optimizar el diseño de los pads (locaciones desde donde se perforan grupos de pozos horizontales), efectuar un diseño optimo de la longitud de las ramas horizontales de los pozos, y hacer un desarrollo en forma ordenada lo que conlleva a una importante reducción del área afectada.

Referencias

- ARPEL, 2016. Opportunities for the Development of unconventional Oil and Gas in Latin America and the Caribbean. ARPEL Publication WP01-2016, 22 pp.
- Arriazu, R. 2018. Impactos Económicos Globales de un Desarrollo Exitoso de Vaca Muerta. Futuro del Petróleo y el Gas en Argentina UCEMA, 21 noviembre 2018.
- Bartik, A.W., Currie, J., and Greenstone, M., 2019. The Local Economic and Welfare Consequences of Hydraulic Fracturing. American Economic Journal: Applied Economics 2019, 11(4): 105–155
- Birdsell, D.T., Rajaram, H., Dempsey, D., y H. S. Viswanathan, 2015. Hydraulic fracturing fluid migration in the subsurface: A review and expanded modeling results. Water Resources Research 51:7159-7188. <http://dx.doi.org/10.1002/2015WR017810>.
- Biscayart, P., Brolli, M., d'Hiriart, J., García Acebal, D., Giachino, A., Olmos, S., Requena, N., y R. Varela, 2019. Fortin de Piedra Block: First “Factory Mode” Development for Shale Gas in the Vaca Muerta Formation. AAPG ICE, Buenos Aires.
- Castelló, M, Basaldúa, A., Benedito., L.D., Capelli, I., Cortés, M. , Grunfel T.K., y S. Vázquez, 2014. Shale Gas & Oil Plays: Consideraciones Ambientales. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Programa de Estudiantes – Trabajos, IAPG, p. 75-79.
- CEA, 2019 The Value of U.S. Energy Innovation and Policies Supporting the Shale Revolution. 34 pp www.whitehouse.gov/cea
- Currie, J., Greenstone, M., y K. Meckel, 2017. Hydraulic Fracturing and Infant Health: New Evidence from Pennsylvania. Science Advances 2017;3: e1603021

- Davies, R.J., Mathias, S.A., Moss, J., Hustoft, S. y L. Newport, 2012. Hydraulic fractures: How far can they go? *Marine and Petroleum Geology* 37:1-6.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.04.001>.
- Davies, R.J., Foulger, G., Bindley A., y P. Styles, 2013. Induced seismicity and hydraulic fracturing for the recovery of hydrocarbons. *Marine and Petroleum Geology*, 45 (2013) 171-185.
- De la Zerda, M.A., Stripeikis, J.D., Sarandón, R., y Erdmann, E., 2018. Analisis Integral de los Aspectos Ambientales relacionados a la fractura hidráulica en Argentina. 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Recursos No Convencionales, IAPG, pp. 729-743.
- Dusseault, M.B., Gray, M.N., and Nawrocki, P.A., 2000. Why Oil wells Leak: Cement Behavior and Long-Term Consequences. SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition, Beijing, China, SPE 64733.
- EIA, 2013. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States - U.S. Energy Information Administration – Available in: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
- EIA, 2015. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America the United States.
- EPA (U.S. Environmental Protection Agency), 2015. Analysis of Hydraulic Fracturing Fluid Data from the FracFocus Chemical Disclosure Registry 1.0 - EPA/601/R-14/003, March 2015
<https://www.epa.gov/sites/production/files/2015>
- EPA, 2016. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. Executive Summary. Office of Research and Development, Washington, DC. EPA/600/R-16/236ES.
- Fisher, M., y N. Warpinski, 2012. Hydraulic fracture height growth: Real data. *Society of Petroleum Engineers Production and Operations* 27:8-19.
<http://dx.doi.org/10.2118/145949-PA>.
- Gan, W., and C. Frohlich (2013). Gas injection may have triggered earthquakes in the Cogdell oil field, Texas, *Proc. Natl. Acad. Sci. Unit. States Am.* 1–6,
- GAO, 2012. Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks. United States Government Accountability Office. GAO-12-732, Washington, 64 pp
- G&G Energy Consultants, 2020. Activity at Vaca Muerta Play, January 2020. G&G Energy Consultants - Daniel G. Gerold, Buenos Aires.
- Gibson, G. & Sandiford, M., 2013 Seismicity & induced earthquakes. NSW Chief Scientist and Engineer (OCSE)
- GiGa Consulting, 2019. Reporte Trimestral No Convencionales Cuencas Neuquina y Austral Q4-2019. www.gigaconsulting.com.ar

- Guerrero, J., Castiblanco, C., Velez Upegui, J.J., Galindo Leon, P.E., y Roth A. N., 2020. Grupo Interdisciplinario – Dictamen Parcial Fracking, Universidad de Colombia, Concejo de Estado. Expediente 57819, 460 pp.
- Gutiérrez Schmidt, N., Alonso, J.C., Giusiano, A., Lauri, C., y T. Sales, 2014. El Shale de la Formación Vaca Muerta: Integración de datos y estimación de recursos de Petróleo y Gas Asociado, Provincia de Neuquén. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales, pp. 795-813.
- He, D., Lu R., Huang, H., Wang, X., Jiang, H., y Zhang, W., 2019. Tectonic and geological setting of the earthquake hazards in the Changning shale gas development zone, Sichuan Basin, SW China. *Petrol. Explor. Develop.*, 2019, 46(5): 1051–1064.
- IAPG, 2015. El abecedario de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales. 4a ed. revisada. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2015
- IAPG, 2019. <http://www.shaleenargentina.com.ar/>
- Jacobsen, G. 2019. Who Wins in an Energy Boom? Evidence from Wage Rates and Housing. *Economic Inquiry*, 57, no 1: 9–32.
- Keranen, K.M., Weingarten, M., Abers, G.A., Bekins, B.A. y S. Ge, 2014. Sharp increase in central Oklahoma seismicity since 2008 induced by massive wastewater injection. *Science* 345, no. 6195: 448–51.
- Komarek, T.M., 2016. Labor market dynamics and the unconventional natural gas boom: Evidence from the Marcellus region. *Resource and Energy Economics* 45: 1–17.
- Macellari, C.E., 2019. The Discovery of Vaca Muerta. En: *Discovery Thinking Forum “Pioneering Discoveries” Driving Prosperity*. AAPG, San Antonio.
- Macellari, C.E., y J. Whaley, 2019. Vaca Muerta. How a Source became a Reservoir. *Geoexplor.*, Vol. 16 N. 4, pp 14-17.
- Maxwell, S. C., M. B. Jones, R. L. Parker, W. S. Leaney, M. Mack, D. Dorvall, D. D’Amico, J. Logel, E. Anderson, and K. Hammermaster, 2010. Fault activation during hydraulic fracturing, AAPG Search Discov. 90172, 1–4,
- Ministerio de Desarrollo Productivo, 2019. Anuncios de inversión en Vaca Muerta. <https://www.argentina.gob.ar/energia/vaca-muerta/inversiones>
- Nicholson, C., and R. Wesson (1992). Triggered earthquakes and deep well activities, *Pure Appl. Geophys.* 139, no. 3, 561–578.
- Núñez, C., 2015. How Has Fracking Changed Our Future? National Geographic. <https://www.nationalgeographic.com/environment/energy/great-energy-challenge/big-energy-question/how-has-fracking-changed-our-future/>
- Patagonia shale, 2019. Colombia aprende de Vaca Muerta mientras busca dar luz verde al fracking. <https://patagoniashale.com.ar/colombia-aprende-de-vaca-muerta-mientras-busca-dar-luz-verde-al-fracking/>

- Penelli, S.D., 2019. Desafío Vaca Muerta: cómo superar la incertidumbre y generar u\$s20.000 millones por año. *Ámbito*. <https://www.ambito.com/ambito-biz/ambito-biz/desafio-vaca-muerta-como-superar-la-incertidumbre-y-generar-us20000-millones-ano-n5067916>
- Rubinstein, J. y Mahani, A.B., 2015. Myths and Facts on Wastewater Injection, Hydraulic Fracturing, Enhanced Oil Recovery, and Induced Seismicity. *Seismological Research Letters*, Volume 86, Number 4, 8 pp.
- Soldo, J., 2014. Análisis del Riesgo Potencial Ocasionado por las estimulaciones hidráulicas y su relación con los eventos sísmicos de mayor escala. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Simposio de Recursos No Convencionales, pp. 817-839.
- Stark, M., Allingham, R., Calder, J., Lennartz-Walker, T., Wai, K., Thompson, P., y S. Zhao 2012. Water and Shale Gas Development - Leveraging the US experience in new shale developments - Accenture Report – <http://data.globalchange.gov/report/accenture-watershalegas-2012> [Accessed March 22, 2016]
- Stoneburner, R. K., 2017. The Evolution of the American Shale Plays: Where We Are and How We Got There. *Search and Discovery Article #110228*
- Stringfellow, W. T., Domen, J. K., Camarillo, M. K., Sandelin, W. L., & Borglin, S. (2014). Physical, chemical and biological characteristics of compounds used in hydraulic fracturing. *J. Hazard Mater*, 275, 37-54.
doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.jhazmat.2014.04.040>
- Tecpetrol, 2019. Vaca Muerta - Mil pimes. Video Institucional.
- Vaca Muerta News, 2019. Neuquén Comparte con Colombia sus conocimientos en materia de No Convencionales. http://vacamuertanews.com/ver_noticia.php?id=20190913063601
- Veiga, R, Vergani, G.D., Brisson, I., Macellari, C.E., y H.A. Leanza, en prensa. The Neuquén Superbasin. *AAPG Bulletin*, 47pp.
- Walsh, F. R. I., and M. D. Zoback, 2015. Oklahoma's recent earthquakes and saltwater disposal, *Sci. Adv.* Vol. 1, no. 5.
- Warpinski, N. R., J. Du, and U. Zimmer (2012). Measurements of hydraulic-fracture-induced seismicity in gas shales, *SPE Hydraul. Fract. Technol. Conf.*, SPE 151597, The Woodlands, Texas, 6–8 February 2012, 1–8, doi: 10.2118/151597-PA.
- Weingarten, M., S. Ge, J. W. Godt, B. A. Bekins, and J. L. Rubinstein (2015). High-rate injection is associated with the increase in U.S. mid-continent seismicity, *Science*
- Wilson, M.P., Worrall, F., Davies, y S. Almond, 2018. Fracking: How far from faults? *Geomechanics and Geophysics for Geo-energy and Geo-Resources*. 4, 193–199.
- Zoback, M. (2018). Understanding Induced Seismicity and Managing Risk- Keynote Presentation. In: *National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine, 2018. Onshore Unconventional Hydrocarbon Development: Induced Seismicity and Innovations in Managing Risk Day 2: Proceedings of a Workshop*. Washington, DC: The National Academies Press.
<https://doi.org/10.17226/25083>.

OBSERVACIONES AL INFORME:

GRUPO INTERDISCIPLINARIO DICTAMEN PERICIAL FRACKING
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
CUESTIONARIO DEL CONSEJO DE ESTADO
ENERO DE 2020
Expediente 57819 (11001032600020160014000)

Autores

Guerrero, J.; Castiblanco, C.; Rodríguez, A. I.; Vélez, J. J.; Galindo, P. E.; Roth, A. N.



Por:

Daniel Olivares Ramos
Ingeniero Geólogo
Matrícula profesional No. 5009221

Monterrey, Mayo 2020

Contenido

<u>Conclusión</u>	52
<u>Introducción</u>	53
<u>Análisis</u>	54
<u><i>PREGUNTA 1.1: ¿En el actual desarrollo del conocimiento científico y técnico en el mundo, ¿cuál es el debate sobre la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos mediante la técnica del fracturamiento hidráulico (fracking)?</i></u>	54
<u>Exploración y Recursos Prospectivos</u>	57
<u>Impacto Ambiental y Social</u>	59
<u>Regulación</u>	63
<u>Beneficios Potenciales</u>	64
• <u>Medio ambiente: Mecanismos para efecto neto positivo al medio ambiente y aceleramiento hacia fuentes 100% renovables</u>	65
<u><i>PREGUNTA 1.2: ¿La comunidad científica nacional e internacional acepta la existencia de riesgos asociados a la utilización de la técnica del fracking? ¿En caso de existir, en qué consisten, cuál es su nivel de conocimiento, se encuentran plenamente identificadas?</i></u>	65
<u><i>PREGUNTA 3.7: ¿Cómo se evaluaría el potencial efecto del fracking sobre la sismicidad de la zona?</i></u>	70
<u>Bibliografía</u>	74

Lista de Figuras

Fig. 1.- Diagrama que muestra la diferencia entre yacimientos convencionales y no convencionales (Tomado de Olivares-Ramos, et. al., 2013).

.....
5

Fig. 2.- Cadena de valor generalizada para la evaluación de plays noconvencionales de lutita.

.....
6

Fig. 3.- Recursos prospectivos petrolíferos de México, dato a octubre de 2019, nótese la importancia de los recursos no convencionales para el país; fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

.....
7

Fig. 4.- Áreas contractuales (cuadros) del Plan Quinquenal de la CNH en yacimientos no convencionales (<https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>)

.....
8

Fig. 5.- Mapeo de las rutas de riesgo y los receptores de estos durante la fase de fracturamiento hidráulico (Tomado de García-Aristizábal et. al. 2017).

15

Fig. 6.- Proceso de formulación de problemas y administración de riesgos, con la participación de la comunidad científica, empresas petroleras y el gobierno (Tomado de Ethridge et.al., 2015).

16

Fig. 7.- Ubicación y extensión del yacimiento Marcellus Shale (Tomado de Sumi, 2008).

17

Fig. 8.- Magnitud de los sismos por fracturamiento hidráulico comparados con sismos naturales en la escala de Richter (Tomado de Euán-Collí, 2016).

19

Fig. 9.- Esquema y ejemplo real del monitoreo microsísmico del fracturamiento hidráulico (Tomado de Zadeh & Talebi, 2018).

20

Fig. 10.- Pozo exploratorio P-1, productor de gas en la formación Eagle Ford, comprobó la extensión de este play en la Cuenca de Sabinas, se posicionó el pozo lejos de la influencia de la falla geológica detectada por los estudios de subsuelo, prueba de concepto exitosa (Tomado de Euán-Collí, 2016).

21

Fig. 11.- Ubicación de los sismos históricos y sismos recientes en la región noreste de México, todos asociados a condiciones naturales y geológicas de la región (Tomado de Ramos-Zuñiga et. al.

2012). 22

Conclusión

Desde el punto de vista exploratorio, el aprovechamiento de los yacimientos de lutitas ha sido revolucionario, el último gran hallazgo de esta industria. Y es que, en los inicios de la era del petróleo, nadie hubiera imaginado que la roca madre o generadora, podría convertirse en un yacimiento explotable de hidrocarburos y menos aún, producir volúmenes tan importantes de aceite y gas que permitieran proveer seguridad energética, autosuficiencia y desarrollo económico y social a algunas naciones.

Es cierto, que, como toda actividad industrial a beneficio del ser humano, tiene un precio en cuanto a posibles impactos ambientales y sociales, que es, en opinión de quien suscribe, la principal controversia y debate en este tema. No obstante, ese impacto puede ser negativo, pero también positivo si se usa como herramienta de beneficio social y aceleramiento de la transición energética, es decir mirar el vaso medio lleno y no medio vacío, como algunos críticos lo han querido indicar.

A la fecha, se acumulan más de 30 años de experiencia en la exploración y explotación de estos recursos naturales, los riesgos inherentes a esta actividad, como se citarán en el presente documento, han sido identificados por diversos autores y existen lineamientos y regulaciones que los administran, dependiendo de cada empresa o nación. Algunos de estos lineamientos y prácticas recomendadas, de alcance internacional, son lo del American Petroleum Institute (API) y el Approved American National Standard (ANSI), que no son propios de las operaciones en yacimientos no convencionales, pero en sus versiones posteriores a la explotación de estos recursos, han profundizado en las regulaciones referentes al fracturamiento hidráulico (API, 1987; ANSI/API, 2008; API, 2009; API, 2010; API, 2011; ANSI/API, 2014; ANSI/API, 2015; ANSI/API, 2015a; API, 2018). Pero lo más importante es que las mejores prácticas están escritas, dado que los riesgos ya fueron analizados, estudiados y caracterizados, como es de suponerse, por quienes dieron los primeros pasos en esta actividad.

Desde la evaluación del potencial petrolero, la caracterización geológica integral del play, los modelos detallados, la ubicación de las oportunidades exploratorias, las perforaciones de prueba de concepto, el monitoreo microsísmico, el desarrollo, el acompañamiento del cuidado ambiental, las normas y regulaciones, etc., todo representa una aproximación multidisciplinaria integral al estudio, comprensión y decisión de explotación de estos importantes recursos energéticos.

La captura de valor temprana, mediante documentación de experiencias e identificación de riesgos potenciales es fundamental para lograr lineamientos y regulaciones que permitan un aprovechamiento responsable de los recursos no convencionales, a sabiendas que, cualquiera que se embarque en el aprovechamiento de cualquier recurso energético (llámese renovable o no renovable), sabrá que estas actividades tienen riesgos e impactos propios que deberán mitigarse y asumirse.

En el caso de México, se aprovechó la cercanía y familiaridad con las operaciones petroleras estadounidenses en la frontera, y se capitalizó el profundo conocimiento geológico que los expertos mexicanos tienen de las cuencas petroleras nacionales, para emprender la exploración, prueba de concepto, regulación, cuidado del medio ambiente y desarrollo de estos recursos prospectivos, que representan el 57% del potencial petrolero remanente de dicho país. El documento representa la opinión de su autor basado en su conocimiento y experiencia acumulado a lo largo de más de 12 años en la industria petrolera mexicana y en la participación en el éxito de la exploración inicial de los yacimientos no convencionales en México. Dicha opinión técnica tiene como objetivo servir de referente, a partir de la experiencia práctica vivida y aportar valor para la toma de decisiones que a juicio de quienes las toman, representen el mayor beneficio para el pueblo de Colombia.

Experiencia Relevante

Geología Regional, Análisis de Plays, Sedimentología-Estratigrafía y Áreas Salinas. Colaborador en la exploración inicial de los Plays No Convencionales en México, participe del primer descubrimiento de aceite en este tipo de yacimientos en este país. Explorador en las cuencas de aguas profundas del Golfo de México, particularmente en las áreas fronterizas de la Cuenca Salina del Istmo y Plataforma de Yucatán, estudiando los principales fairways basados en modelos estructurales y estratigráficos de escala regional y de prospectos. Participe en las *Bid Round* en México (*Onshore* y *Offshore*).

Introducción

La “Revolución” de los Plays No Convencionales de lutitas, o el “*Boom*” como tradicionalmente se le conoce, inició a principios de la década de los 2000’s, cuando en los Estados Unidos comenzó la explotación masiva de algunos de los plays más importantes, como es el caso de la lutita Barnett (EIA, 2011). No obstante, las técnicas para la explotación de estos yacimientos se remontan a mucho tiempo atrás, por ejemplo, el fracturamiento hidráulico se convirtió en un proceso de explotación aceptado en la década de 1950’s, mientras que las pruebas en la lutita Barnett iniciaron en los 1980’s, teniendo lugar la primera fractura hidráulica en el play en 1988; entre 2005 y 2010, este yacimiento ya producía 5 Bcf’s de gas por día.

Con estos antecedentes, la *Energy Information Administration* de los Estados Unidos, publica en el 2011 el reporte con la primera evaluación de recursos prospectivos globales de gas en yacimientos de lutitas, abarcando más de 14 regiones, entre ellas México, Colombia y Argentina en América Latina. En el 2013, una segunda edición de este reporte incluyó recursos prospectivos tanto de gas como de aceite en las regiones previamente estudiadas (EIA, 2013). Estos dos documentos han tenido un rol importante en los inicios de la exploración de estos yacimientos fuera de las fronteras de los Estados Unidos.

En el caso de México, por colindar su frontera norte con los Estados Unidos y dada la conexión histórica y de intercambio económico de la región Noreste con el estado de Texas, se emprendió el estudio del potencial de este tipo de yacimientos en las Cuencas de Burgos y Maverick en el

año 2010. Este ímpetu fue alimentado por los resultados obtenidos en el play Eagle Ford, al otro lado del Río Bravo, cuya explotación comercial se data en el año 2008 con la perforación del primer pozo con este objetivo.

La adaptación de métodos exploratorios y el amplio conocimiento de la geología regional, llevó al personal de la operadora petrolera mexicana PEMEX (de quien formó parte quien suscribe) a realizar la identificación y estudio de los plays no convencionales potenciales a lo largo del país, estudiando los principales niveles estratigráficos de interés y evaluando, en una primera etapa, los importantes recursos prospectivos que estos yacimientos contienen.

La prueba de concepto se llevó a cabo con una campaña de perforación, que comprobó las estimaciones y colocó a una de las cuencas del país como un potencial *Hot Spot* para la exploración y producción de estos yacimientos. Durante el proceso, siempre fue una especial preocupación la disponibilidad de agua y el impacto ambiental, puesto que se conocían algunas experiencias negativas en los Estados Unidos, situación que se tomó como experiencia externa para poner especial atención en estos temas, produciendo el mínimo de impacto en esta etapa.

La exploración y explotación de yacimientos en lutitas, también conocidos como no convencionales o de roca generadora, implica necesariamente una aproximación multidisciplinaria. Además, considerando la línea de tiempo, actualmente se acumulan más de 30 años de experiencia en la exploración de estos recursos y más de 10 años de su explotación por perforación masiva.

Muchas cosas han ocurrido en ese tiempo y es una realidad que no todas han sido positivas, razón de la controversia y el debate. Sin embargo, esta experiencia, combinada con un mundo digital de acceso a la información pone una importante oportunidad sobre la mesa, oportunidad que no tuvieron los iniciadores.

Hoy en día, es posible investigar las mejores prácticas en esta industria y ponerlas en práctica, regularlas y aprovechar los recursos energéticos que siguen siendo necesarios para el desarrollo económico de las diferentes regiones, con un equilibrio que permita el cuidado del ambiente para las generaciones venideras mediante la sustentabilidad. Además, existen documentadas normas, estándares, regulaciones y mejores prácticas en diferentes regiones, sobresaliendo aquellas escritas por el *American Petroleum Institute* (API) y el *Approved American National Standard* (ANSI) que profundizan en los temas referentes al fracturamiento hidráulico (ANSI/API, 2008; API, 2009; API, 2010; API, 2011; ANSI/API, 2015; ANSI/API, 2015a; API, 2018)

Análisis

PREGUNTA 1.1: ¿En el actual desarrollo del conocimiento científico y técnico en el mundo, ¿cuál es el debate sobre la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos mediante la técnica del fracturamiento hidráulico (fracking)?

RESPUESTA:

El debate respecto al estudio de estos yacimientos es multidisciplinario, al igual que la

aproximación a su estudio, es un engranaje complejo en el cual cada pieza juega un rol importante. Es conocido que la mayor controversia y atención, durante las etapas iniciales de la exploración de estos yacimientos se la lleva el apartado ambiental, en parte debido a la gran cantidad de información existente, y en algunos casos cruzada, de la experiencia estadounidense.

Para quien suscribe, basado en la experiencia mexicana, el debate tiene 4 grandes ejes que después pueden subdividirse en una cantidad importante de subtemas, pero a continuación se citan las vertientes principales:

- Exploración y Recursos Prospectivos
- Impacto ambiental y social.
- Regulación.
- Beneficios potenciales.

Sin embargo, como preámbulo, hay que retroceder un poco más hacia la cuestión geológica y natural de estos yacimientos para comprender **porque es necesario usar el fracturamiento hidráulico para su explotación**, de manera que hay que definir en primera instancia qué son, cómo se clasifican, cuáles son las etapas necesarias para desarrollarlos y cómo la parte ambiental y regulatoria debe acompañar todo el proceso.

Es importante mencionar que los yacimientos de lutitas no son los únicos yacimientos no convencionales, técnicamente hablando, ya que estos se clasifican como: Lutitas con aceite y gas (*shale oil* and *shale gas*, o yacimientos en lutitas, o yacimientos de roca generadora; son los que nos atañen en el presente escrito), areniscas apretadas con aceite y gas (*Tight oil* y *Tight gas*), gas asociado al carbón e hidratos de metano (Rogner, 1996). Todos ellos tienen una particularidad en común: que necesitan de técnicas especiales (llámese no convencionales) para su explotación. Para un caso práctico, en este documento se hablará de no convencionales haciendo referencia a los yacimientos en lutitas.

En el caso de las lutitas, partiremos por diferenciarlas de yacimientos convencionales, ya que estos últimos necesitan de un sistema petrolero para funcionar, es decir, ingredientes que deben conjugarse para que ocurra una acumulación comercial de hidrocarburos (Fig. 1). Entonces, cada elemento aporta su función, por ejemplo, la roca generadora produce el hidrocarburo, la roca almacén la contiene y el sello evita que escape (Magoon & Dow, 1994). Tradicionalmente, la explotación de hidrocarburos provenía solamente de este tipo de yacimientos.

En los plays no convencionales de lutita, es uno de estos elementos del sistema petrolero el que presenta las características necesarias para ser explotado por técnicas especiales: la roca generadora (Fig. 1). Por sus características litológicas (referentes a las propiedades físicas de la roca), presenta una baja permeabilidad, que es la propiedad que permite el flujo de fluidos a través de ella, por eso al momento de perforarse, emite grandes lecturas de hidrocarburos en los aparatos que lo miden, pero es necesario realizar un fracturamiento hidráulico para que estos hidrocarburos se movilicen y puedan ser aprovechados. Mientras más área se fractura, mayor será el flujo, para ello se maximiza el contacto con el yacimiento mediante perforación horizontal.

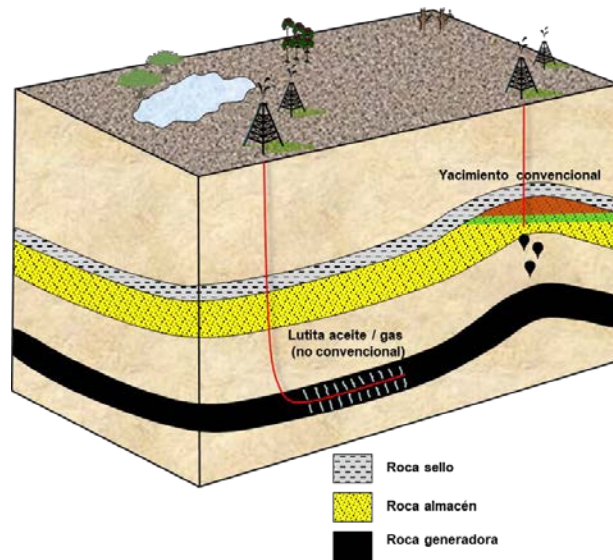


Fig. 1.- Diagrama que muestra la diferencia entre yacimientos convencionales y no convencionales (Tomado de Olivares- Ramos, et. al., 2013).

En México, durante años fueron detectadas lecturas importantes de hidrocarburos al perforar rocas generadoras (inclusive más altas que en los propios yacimientos convencionales), pero fueron descartadas y documentadas en las bitácoras de perforación como gas en lutita sin interés económico.

Entonces, podemos definir a los yacimientos de lutitas o roca generadora como un: yacimiento continuo de hidrocarburos contenido en rocas ricas en materia orgánica de baja permeabilidad y que requieren de técnicas especiales para su perforación y terminación (Olivares-Ramos, et. al., 2013).

La cadena de valor para la exploración y explotación de estos recursos esta condensada en tres pasos (Fig. 2).

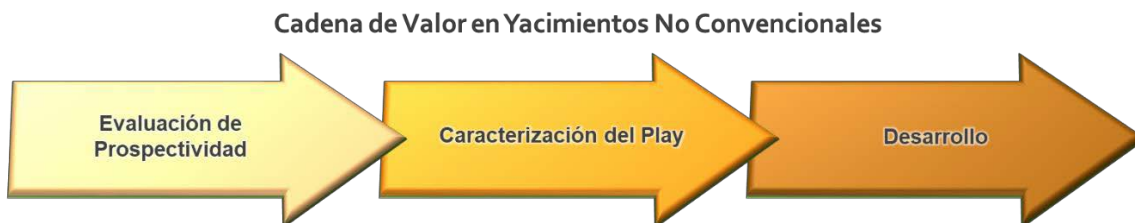


Fig. 2.- Cadena de valor generalizada para la evaluación de plays no convencionales de lutita.

Cada etapa comprende una serie de actividades que deben ser acompañadas con las debidas normas ambientales y regulaciones pertinentes, el éxito en la mitigación del impacto ambiental depende de la identificación de riesgos potenciales en las etapas tempranas de la exploración.

A continuación, se describen los puntos de debate enunciados anteriormente:

Exploración y Recursos Prospectivos

La identificación de recursos prospectivos de relevancia económica es el primer paso para el inicio del aprovechamiento de los hidrocarburos contenidos en las rocas generadoras. Aquí existen algunos puntos importantes a resolver, como ubicación, extensión, profundidad, volumen estimado y localización en superficie. Estos parámetros determinarán el potencial impacto ambiental, social y económico en las regiones a explorar.

Existen algunos debates técnicos asociados a la cuestión geológica, en nuestra experiencia, construimos una metodología que en primera instancia permitiera localizar las regiones con mayor prospectividad, incluyendo todos los parámetros geológicos, pero también los parámetros técnicos, integrando mapeos estructurales que permitieran asignar valores de corte en profundidad.

Estos cortes permitieron discriminar las profundidades más altas que representaran un costo que superará el límite comercial o comprometiera la integridad de los equipos y, por otro lado e igualmente importante, un corte a baja profundidad que permitiera superar por mucho la profundidad de los acuíferos superficiales con el objetivo de evitar su contaminación.

Adicionalmente, se buscaron las condiciones geológicas y rasgos relevantes, como grandes patrones de fallas, que pudieran representar un problema de conectividad. En la práctica de explotación masiva en los Estados Unidos y debido a las regulaciones (donde el dueño del terreno puede explotar el subsuelo), se pudo constatar por informes y comunicaciones personales, que muchas veces las operaciones se hacían con el mínimo de estudios geológicos de subsuelo para mitigar gastos, situación que derivó en gran cantidad de malas prácticas hechas por particulares, tomado como base esa experiencia, esta fue una situación que no se replicó en México.

Entonces, el estudio geológico de evaluación de potencial debe ser detallado, de manera que permita minimizar los diferentes riesgos, tanto exploratorios como técnicos y ambientales, para llevar a cabo una explotación responsable y beneficiosa para la sociedad. Mientras más información y más valor se capture en etapas tempranas, menores serán los riesgos y menor será el impacto.

Adicionalmente, en las etapas de exploración inicial, se identificaron por parte de PEMEX los retos que la explotación de estos yacimientos representan, divididos en tres ejes que son: Los requerimientos y regulación (recursos, inversión, costos, permisos, estándares ambientales); la infraestructura (alto número de equipos y personal, logística del fracturamiento hidráulico, plantas de líquidos) y seguridad y protección al ambiente (operaciones responsables y seguras, protección de flora, fauna y restauración de áreas, protección de acuíferos y manejo de aguas de retorno).

Ahora bien, el gran debate en este tema es: ¿Cuánto volumen es suficiente para llevar a cabo la explotación de estos recursos con el subsecuente impacto que, como cualquier actividad

humana, conlleva?, dicho volumen ¿Representa un beneficio importante a la economía local y regional?

Hablando del caso México, el potencial que representan los yacimientos no convencionales para el país es nada menos que el 57% de los recursos prospectivos del país, por encima de las aguas profundas del Golfo de México (Fig. 3).



Fig. 3.- Recursos prospectivos petrolíferos de México, dato a octubre de 2019, nótese la importancia de los recursos no convencionales para el país; fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).

Actualmente, más de 20 perforaciones de prueba de concepto han comprobado la existencia de estos recursos prospectivos, PEMEX continúa con la evaluación, perforación de pozos y el desarrollo de al menos un par de campos, adicionalmente el Plan Quinquenal de Rondas Exploratorias a licitar, contempla más de 50 asignaciones para no convencionales (Fig. 4), además de haberse aprobado a una empresa ajena a PEMEX el iniciar con trabajos exploratorios en estos yacimientos (<https://oilandgasmagazine.com.mx/2019/11/cnh-aprueba-plan-de-exploracion-a-diavaz-para-campo-de-no-convencionales/>).



Fig. 4.- Áreas contractuales (cuadros) del Plan Quinquenal de la CNH en yacimientos no convencionales (<https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>).

Para México, los recursos que estos yacimientos contienen son de gran importancia y se sigue trabajando en su exploración y evaluación, y se han sentado las bases por parte de los organismos reguladores para su aprovechamiento y explotación. Además, existe un Atlas Geológico de Recursos No Convencionales publicado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, donde se explican las áreas prospectivas, su potencial y la estrategia a seguir.

En el caso de los Estados Unidos, la explotación de estos yacimientos, le ha permitido asegurar su eficiencia energética y convertirse en un exportador de hidrocarburos.

Impacto Ambiental y Social.

El impacto ambiental es sin duda el gran debate en los yacimientos no convencionales. En lo general, la explotación de yacimientos no convencionales no dista en demasía de la extracción convencional desde el punto de vista ambiental, ya que igualmente se transportan equipos y materiales, se abren caminos y brechas, se desmonta y construyen instalaciones superficiales, y en algunos casos se utiliza fracturamiento hidráulico en pozos convencionales.

Aunando más en el tema del fracturamiento hidráulico o *fracking*, como se habló con antelación, es una técnica que ha sido usada en la explotación convencional de hidrocarburos desde tiempo atrás. Martínez-Romero, 2017, estima que a la fecha se han realizado alrededor de 2 millones de fracturamientos hidráulicos en el mundo, impactando directamente en el incremento de las

reservas y, sin evidencias de que por sí solo el fracturamiento sea una fuente de contaminación de acuíferos. Otros estimados, como los de la *Society of Petroleum Engineers* (SPE) hablan de más de millones de fracturas desde los años 1950's, correspondiendo 1 millón solamente a los Estados Unidos (Böll Stiftung, 2014).

En el caso de México, el fracturamiento hidráulico ha sido utilizado durante al menos 30 años. En la Cuenca de Burgos, muchas de los yacimientos de areniscas tienen características de baja permeabilidad, por lo que se ha apostado a aumentar la productividad de los pozos mediante *fracking*. Adicionalmente, en el yacimiento Chicontepec de la Cuenca Tampico Misantla, también se ha recurrido a *fracking* debido a las características geológicas del play. Se habla que al menos 115 asignaciones de la petrolera nacional Pemex y 195,000 barriles de hidrocarburo cuya extracción dependen de esta técnica (<https://expansion.mx/empresas/2019/07/24/pemex-si-usa-el-fracking-y-extrae-19-500-barriles-con-esta-tecnica>).

Entonces, esta es una técnica que ha acompañado a la industria petrolera desde hace tiempo, así como los incidentes y accidentes propios de la misma, que sin duda se han reducido debido a la mejora en los estándares y certificaciones en cuestión de seguridad y cuidado ambiental; esta es una situación análoga a lo que sucede en la industria aeronáutica, que cuando penosamente sucede un accidente aéreo, se investiga para tomarlo como experiencia de mejora en procesos, mantenimientos o infraestructura.

Volviendo al caso de México, la historia de exploración y explotación de aceite y gas previo al *boom* no convencional tiene en su record algunos incidentes, desde los dramáticos y con un impacto humano y ambiental profundo, como el reventón del pozo marino Ixtoc en 1979, o el accidente de la plataforma Usumacinta en 2007, hasta incidentes menores. Los riesgos de diversos accidentes, son propio de cualquier actividad industrial que haya emprendido el hombre para su beneficio, y lo seguirán siendo, en la construcción, en la exploración petrolera, en la maquila de materia primas e inclusive en el aprovechamiento de energías alternas, todos con su respectivo impacto ambiental.

Entonces, la explotación de yacimientos no convencionales comparte los mismos riesgos de impacto ambiental que la explotación de yacimientos convencionales, con algunas variantes propias de la técnica de fracturamiento hidráulico. Uno de los factores en común más críticos es lo relativo a la integridad mecánica del pozo, para lo cual existen técnicas y pruebas que son necesarias y recomendadas para operaciones seguras durante la perforación y para constatar que el pozo no presenta fugas ni mala cementación, como se sugiere en documentos del *American Petroleum Institute* (API, 1987; API, 2009).

En general, el debate ambiental se centra en las siguientes preocupaciones:

- La cantidad de agua necesaria para realizar los fracturamientos hidráulicos y la disponibilidad de esta agua.
- Contaminación de mantos acuíferos.
- Manejo de las aguas de retorno.
- Sismicidad inducida.

- Químicos y apuntalantes utilizados en el fracturamiento.
- Derrames en las instalaciones superficiales.
- Emisiones a la atmósfera.
- Tráfico de maquinaria y personal.

En el tema del agua, según el *United States Geological Survey* (USGS), cada play de lutitas es diferente, por lo que las necesidades de este líquido son variables, sin embargo, es bien conocido que los volúmenes de agua necesarios en estos yacimientos son mucho más elevados que en los convencionales. Esta institución estima que, para realizar un trabajo de esta naturaleza, se podrían utilizar entre 1.5 millones de galones hasta 16 millones de galones de agua (https://www.usgs.gov/faqs/how-much-water-does-typical-hydraulically-fractured-well-require?qt-news_science_products=0#qt-news_science_products). Esta es una cantidad muy importante de agua, y su manejo dependerá de las características naturales de cada región, situación de consumo humano, uso agrícola e industrial, disponibilidad, clima, etc. Existen normas y documentos en los cuales se plasman los escenarios de obtención de agua y lo que los operadores petroleros debieran considerar para conseguirla (API, 2010).

La contaminación de los mantos acuíferos superficiales es un tema de integridad de los pozos de perforación, no es propio de la explotación no convencional si no de esta industria. Este riesgo es identificable, previsible, mitigable y debe ser una buena práctica adoptada por las compañías operadoras, mediante registros de cementación y pruebas de integridad de pozos. En general, es una regla escrita que toda actividad petrolera debe salvaguardar los acuíferos superficiales y el impacto al medio ambiente mediante el diseño de una combinación de tuberías de revestimiento metálicas y taponamientos de cemento, que en el caso de efectuarse fracturamiento hidráulico deben revestir la totalidad del hueco y además impiden la comunicación del pozo con el exterior, como se sugiere en el documento guía del *American Petroleum Institute* (API, 2009).

El manejo de las aguas de retorno es un tema complejo, se ha comprobado que de las aguas que se inyectan en el fracturamiento, en promedio regresa a superficie entre un 30% y 40% de las mismas, con los materiales químicos y demás sustancias utilizadas para abrir y mantener las fracturas abiertas en subsuelo. Para ello se deben tener presas para almacenar estas aguas de manera que no se infiltren al subsuelo, realizar programas de reutilización de transporte y reutilización de estas aguas en procesos de fracturamiento en pozos cercanos y tener planes de manejo y saneamiento de estos líquidos.

Para el *American Petroleum Institute* (API, 2010), existen una serie de etapas que cada operadora petrolera deben considerar y atender al momento de planificar la disposición, utilización y manejo del agua producto del fracturamiento hidráulico, que son las siguientes:

- Fuente del agua a utilizar.
- Transporte del agua.
- Almacenamiento del agua en el sitio de perforación.
- Uso y volumen de agua a utilizar.
- Tratamiento y reciclaje.

- Tratamiento y disposición.

Otro tema de intenso debate es la sismicidad inducida, es un hecho que el fracturamiento hidráulico produce microsismos, que incluso se miden en superficie para determinar la distancia de crecimiento de la fractura, sin embargo, son sismos de bajísima intensidad solo detectables por aparatos sensibles. Sin duda, existe incertidumbre en este tema, en parte debido a que, en los estudios de subsuelo, existen ciertas limitaciones de resolución y es muy difícil determinar con antelación a un nivel muy detallado el patrón de fallas y fracturas preexistente en las rocas que pueda, en un muy remoto caso, ser reactivado. Nuevamente, no es imposible que un reacondicionamiento del subsuelo pueda producir un sismo, sin embargo, existe información no concluyente aún, y la mayoría de los sismos relacionados al *fracking* en los Estados Unidos se correlacionan directamente a la preexistencia de fallas, reactivaciones y colapsos, hoy en día, las técnicas geofísicas y geológicas para la detección de estas estructuras geológicas permiten reposicionar pozos antes de su perforación para evitar estos riesgos.

En cuanto a químicos utilizados en las perforaciones, derrames y emisiones atmosféricas, son riesgos potenciales que los yacimientos no convencionales comparten con la extracción convencional de hidrocarburos, y son actividades reguladas en los procedimientos y normas, como es el caso del documento de mitigación de impactos superficiales asociadas al fracturamiento hidráulico del *American Petroleum Institute* (2011) y el documento de administración de aspectos ambientales del *American Petroleum Institute* y el *Approved American National Standard* (ANSI/API, 2015a). El tráfico por carreteras de maquinarias y recursos si es considerablemente mayor. La cantidad de camiones necesarios para un pozo es variable. En el área de Marcellus shale, cerca de Nueva York, en los Estados Unidos, el National Park Service (NPS) ha estimado que un solo pozo requiere entre 300 y 1,300 camiones para su operación, de los cuales entre el 80% y 90% corresponden a la etapa de fracturamiento hidráulico.

Socialmente, el impacto dependerá de la región, comunidades o ciudades cercanas, cadena de proveeduría, trabajos locales, etc. En general, una actividad petrolera puede ser muy benéfica en una región, pues puede llevar infraestructura, mejores caminos, oportunidades laborales y crecimiento económico, citando el caso de la pequeña ciudad texana de Cotulla, epicentro del auge de la explotación del *Eagle Ford Shale*. Todo esto debe darse bajo un equilibrio científico-técnico, empresarial y gubernamental, que ponga el beneficio social y ambiental por encima de todos los intereses.

El *American Petroleum Institute* y el *Approved American National Standard* establecen una serie de consideraciones que las operadoras petroleras deben de adquirir como compromiso social en las comunidades que laboran, considerando las diferentes etapas del proyecto, desde la entrada, fase de exploración, desarrollo, producción y abandono (ANSI/API, 2014).

El beneficio debe ser sostenible y sustentable, Vera-Vázquez, 2017, haciendo referencia al caso Texas, identifica una serie de variantes en los condados en los cuales se ha desarrollado el *Eagle Ford shale*, encontrando que hay una variante en los escenarios de equilibrio y bienestar, asociado a la dependencia de algunos condados a estas actividades petroleras, que los hace susceptibles a las variaciones de precios internacionales del petróleo, por lo que una dependencia

directa tampoco es recomendable en dado caso.

En otros casos, tratándose de áreas rurales e indígenas, la actividad petrolera debe llevarse con un respeto profundo a lo que en México se conoce como “Usos y Costumbres” de estos pueblos, aunque es de esperarse que los conflictos aparezcan, una mediación y regulaciones pertinentes pueden aminorarlos y propiciar negociaciones con resultados positivos para ambos lados. En México, dado que el sureste es una de las regiones más ricas en hidrocarburos del país, los conflictos sociales han sido una situación con lo que se ha tenido que lidiar, en ocasiones los reclamos de los pueblos son bien fundados, pero también existen casos en los que pobladores tratan de sacar ventaja de operaciones petroleras en su región, basta con realizar una búsqueda en la red y se puede constatar que este tema es algo con lo que se ha vivido en la industria petrolera mexicana, y es algo con lo que se tendrá que seguir lidiando y estableciendo mejores prácticas.

En resumen, el impacto ambiental y social existen desde el momento en que se da una localización para perforación y se inician las labores de construcción, la minimización de este impacto depende de los organismos reguladores, los operadores, los contratistas y los jugadores sociales. El equilibrio es la clave para una explotación sustentable de estos recursos.

Regulación.

El pilar más importante para la exploración y extracción de yacimientos de lutitas es la regulación y el cumplimiento y auditoría de las normas que se establezcan por los organismos reguladores, aprovechando las mejores prácticas internacionales.

En el caso de México, se creó un grupo estratégico multidisciplinario para sentar las bases técnicas de los lineamientos para yacimientos no convencionales, basados en la maximización de valor, abasto energético, certidumbre económica y legal de los operadores y la cuestión ambiental y social.

Este grupo estuvo coordinado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y contó con la participación de la Secretaría de Energía (SENER), Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), Petróleos Mexicanos (PEMEX), Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), Servicio Geológico Mexicano (SGM) y el Centro Mario Molina (Martínez-Romero, 2017). Como se puede constatar, se cubrieron todos los aspectos relevantes mediante los organismos gubernamentales e instituciones pertinentes para cada rubro.

En el caso de seguridad y medio ambiente, la CNH transfirió las normativas del tema a la Agencia de Seguridad y Medio Ambiente (ASEA). Los lineamientos para la administración de las aguas (abastecimiento, tratamiento y almacenamiento) y la protección de los acuíferos durante la perforación y estimulación por *fracking* quedó en manos de la CONAGUA.

Es así que el 16 de marzo de 2017, la ASEA publica en el Diario Oficial de la Federación los

Lineamientos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, Regulación para yacimientos no convencionales (<https://www.gob.mx/asea/es/articulos/publica-asea-lineamientos-de-exploracion-y-extraccion-de-hidrocarburos-en-yacimientos-no-convencionales?idiom=es>). Así mismo, existe en dicho Diario los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, que su apartado B trata de la Elaboración y presentación de los Planes de Desarrollo para la Extracción relativos a Yacimientos No Convencionales y procesos relacionados con los mismos (https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5557743&fecha=12/04/2019).

Cada país o región, debe de poner especial importancia en la regulación, involucrando a las agencias gubernamentales, organismos de la sociedad civil, instituciones privadas y sociedad, para lograr un equilibrio y dimensionar el costo-beneficio que resultaría el emprender la explotación de estos recursos.

Por su parte, el *American Petroleum Institute* y el *Approved American National Standard* han publicado una serie de recomendaciones, normas, regulaciones, sugerencias y mejores prácticas en una serie de documentos publicados, algunos antes, y otros después de la explotación comercial de los plays no convencionales en Estados Unidos y en el mundo (ANSI/API, 2008; API, 2009; API, 2010; API, 2011; ANSI/API, 2015; ANSI/API, 2015a; API, 2018). Algunos de estos documentos, evolucionan para integrar mejores prácticas y experiencias, como es el caso del documento estándar sobre el uso de apuntalantes durante la fractura hidráulica (ANSI/API, 2008; API, 2015).

Beneficios Potenciales.

La explotación de recursos no convencionales, bajo una estrategia sustentable, puede tener importantes beneficios desde una escala regional hasta nacional.

En el caso de los Estados Unidos, se logró aumentar considerablemente su producción petrolera gracias a la explotación de sus yacimientos de lutitas, logrando en el corto plazo la creación de miles de empleos, desarrollo regional en las áreas de extracción y una seguridad energética nacional. Adicionalmente, con el caso estadounidense se ha acumulado experiencia, se han publicado numerosos estudios, se han minimizado progresivamente los impactos sobre el medio ambiente y se han documentado las mejores prácticas para el aprovechamiento de estos recursos.

Para México, en palabras de Pedro Joaquín Coldwell, ex Secretario de Energía, en entrevista con medios de comunicación en 2018 (<https://noticieros.televisa.com/ultimas-noticias/coldwell-destaca-beneficios-yacimientos-no-convencionales/>), destacaba los beneficios y la importancia que a nivel país los no convencionales pueden tener. Destacó la creación de empleo y la soberanía energética que estos recursos pueden propiciar, si se explotan con cuidado y responsabilidad.

Por su parte, Moreira-Rodríguez (2018) destaca el déficit de gas natural para la región noreste de México y que se cubre mediante importación desde los Estados Unidos, situación que podría revertirse si se explotaran los recursos identificados en las Cuencas de Burgos y Sabinas.

Para el Cluster de Energía de Coahuila, uno de los principales organismos que abiertamente apoya la explotación de no convencionales en México, los beneficios pueden ser numerosos, por ejemplo:

- Rapidez: Se podría producir 500 mil barriles de petróleo crudo equivalente por día, en el año tres, y hasta 2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día, en el año seis.
- Gobierno: La inversión por parte del Gobierno puede ser nula o mínima con la estructuración correcta y a beneficio de la Nación.
- Empleos: 1.8 millones de empleos de 40 veces el salario mínimo y posible reducción de crimen.
- Economía: Detonador económico sin precedente. Detonador de la industria petroquímica.
- Costos: Reducción de costos energéticos.
- **Medio ambiente: Mecanismos para efecto neto positivo al medio ambiente y aceleramiento hacia fuentes 100% renovables.**
- Soberanía económica: Seguridad económica y nacional con reducción de importaciones.
- Finanzas públicas: Mejoramiento de finanzas públicas, riesgo país y tasas de fondeo.
- TLCAN: Mayor poder de negociación en TLCAN.

Fuente: <https://clusterenergia.org/2019/05/20/riqueza-olvidada-de-los-campos-no-convencionales/>

Como lo menciona el Cluster, la explotación de estos recursos puede ser un puente que acelere la conversión hacia las energías limpias, que se estima, podrían empezar a reemplazar progresivamente a las energías fósiles a partir del 2040.

Las mejores prácticas están documentadas, de manera que cada nación que decida explotar sus recursos no convencionales, puede y debería partir de la experiencia de los pioneros, minimizando al máximo la improvisación.

PREGUNTA 1.2: ¿La comunidad científica nacional e internacional acepta la existencia de riesgos asociados a la utilización de la técnica del fracking? ¿En caso de existir, en qué consisten, cuál es su nivel de conocimiento, se encuentran plenamente identificadas?

RESPUESTA:

Si se considera como riesgo a la posibilidad de ocurrencia de un evento no deseado, y poniéndolo en contexto de la industria petrolera, si, definitivamente la explotación de cualquier recurso energético produce impacto en el medio que lo rodea y conlleva implícitamente riesgos asociados, no solo la industria petrolera.

Por ejemplo, en el caso de la energía eólica, Castillo-Jara (2014) documenta impactos

potenciales en la construcción de parque eólicos como conflicto de tierras, deterioro del paisaje, pérdida de biodiversidad, generación de ruido mecánico y aerodinámico, entre otros. Adicionalmente, en nota del *World Energy Trade* de febrero de 2020, las aspas de los generadores no son reciclables y, al terminar su vida útil, se acumulan en vertederos de residuos sólidos, un problema ambiental emergente aún sin solución

(<https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/energia-eolica/las-aspas-de-las-turbinas-eolicas-no-son-reciclables-y-se-han-convertido-en-toneladas-de-desechos>).

Como se mencionó con antelación, existen riesgos propios de la industria petrolera, sin embargo, algunos riesgos han sido atribuidos particularmente a la explotación de yacimientos no convencionales, esto último debido a la utilización del fracturamiento hidráulico, situación que han sido regulada y documentada por algunos organismos estadounidenses de alcance internacional (ANSI/API, 2008; API, 2009; API, 2010; API, 2011; ANSI/API, 2014; ANSI/API, 2015; ANSI/API, 2015a; API, 2018).

Para Exxon Mobil, como lo describe en su manual de manejo de riesgos en no convencionales, disponible en la web <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/hydraulic-fracturing/Unconventional-Resources-Development-Risk-Management-Report.pdf>, los temas importantes al respecto son el agua, el uso de químicos, las emisiones a la atmósfera y la protección de la vida salvaje. Para ellos, los procedimientos, tecnologías y prácticas para manejar los riesgos asociados a la explotación de estos recursos existen y deben ser considerados.

Por su parte, Garcia-Aristizabal et. al. (2017) realizan una investigación muy profunda de los riesgos asociados a estos recursos, identificando rutas de riesgo interrelacionadas, previsibles y mapeables.

Para ellos, los riesgos potenciales se dividen en 3 fases de operación:

- Fase 1: Acondicionamiento del sitio de perforación.
- Fase 2: Actividades de Perforación.
- Fase 3: Fracturamiento hidráulico.

Ahora bien, la fase 1 y 2 no son exclusivas de los yacimientos no convencionales, si no de cualquier actividad de extracción de aceite o gas. En contraste, la fase 3 aunque no es exclusiva de no convencionales, son los riesgos que pueden diferenciar este tipo de operaciones, por lo que se profundizará en el tema.

Los autores previamente citados, describen los receptores de estos riesgos, y asignan 4 Receptores Primarios de Riesgo: Agua superficial, suelo, agua subterránea y calidad del aire; así mismo asignan a los Receptores Finales de Riesgo que son: Las comunidades (personas e infraestructura) y el medio ambiente (Fig. 5).

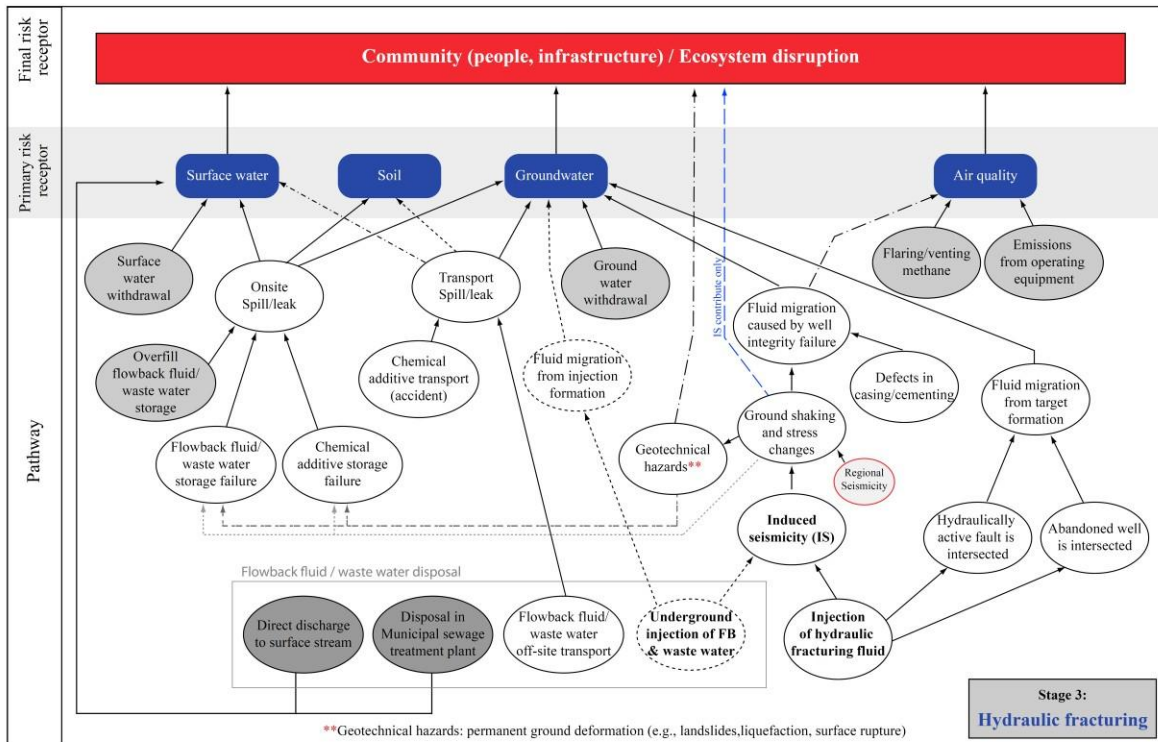


Fig. 5.- Mapeo de las rutas de riesgo y los receptores de estos durante la fase de fracturamiento hidráulico (Tomado de Garcia-Aristizabal et. al. 2017).

Lo que se observa en la Fig. 5 es una investigación exhaustiva de riesgos potenciales durante las labores de fracturamiento hidráulico en un pozo no convencional, para realizar este diagrama, los autores recurrieron a numerosas fuentes bibliográficas. Sin embargo y como ellos mismos lo sugieren, este diagrama no representa que los sucesos citados en el mismo vayan o tengan que ocurrir, sino que son posibilidades construidas con base en sus consultas.

A pesar de ser una exhaustiva investigación en cuanto a riesgos asociados particularmente al *fracking*, los mismos Garcia-Aristizabal et. al. (2017), discuten una serie de puntos importantes sobre su investigación:

- El soporte científico para interpretar que un evento puede o no ocurrir no siempre es evidente.
- Muchas publicaciones asociadas a riesgos están limitadas a análisis cualitativos sugiriendo que los eventos pueden ocurrir, pero no se presentan evidencias de casos en la mayoría de ellas.
- Es importante preguntarse: ¿Bajo qué escenarios pueden ocurrir los eventos citados?
- Por ejemplo, una controversia muy importante es la posibilidad de que ocurra un evento que contamine los mantos acuíferos, sin embargo, basado en estudios de los plays estadounidenses y de monitoreo microsísmico de las fracturas, no hay evidencia de contaminación de acuíferos en la vecindad de los pozos fracturados. Este es el mismo caso de los pozos mexicanos.
- Los autores consideran, que, en el caso del gas natural, su desarrollo puede generar, si se

hace responsablemente, una considerable reducción de la contaminación del aire comparado con otros combustibles fósiles.

- Por último, los autores sugieren continuar con la identificación de escenarios de riesgos y analizarlos en términos de oportunidades y riesgos.

No obstante, a pesar de que algunos de los riesgos que discuten Garcia-Aristizabal et. al. (2017) no han sido corroborados directamente o se asocian a procesos naturales (por ejemplo, la relación directa con la contaminación de acuíferos), si existen ejemplos de documentación de impacto ambiental, por ejemplo, de emisiones a la atmósfera que, nuevamente, no son únicas de los yacimientos no convencionales.

Ethridge et. al. (2015), documentan afectaciones a la calidad del aire y salud humana en las áreas adyacentes al yacimiento *Barnett Shale*, en Texas. Para su estudio, utilizaron muestras de aire en sitios de monitoreo, con el objetivo de detectar compuestos orgánicos volátiles producto de la explotación del gas natural. Estos autores encontraron que hay compuestos que son potencialmente dañinos para la salud y que el impacto se debía a que el desarrollo de este yacimiento es muy cercano a áreas densamente pobladas.

Los datos obtenidos por estos autores, más que la aplicación de prohibiciones, propiciaron la construcción de regulaciones mediante una metodología de formulación de problemas y procesos de administración de riesgos (Fig. 6), siendo las entidades gubernamentales involucradas la *Texas Commission on Environmental Quality* (TCEQ), la *Railroad Commission of Texas* (TRC) y *United States Protection Agency* (USEPA). Adicionalmente, se incentivó la creación del *Barnett Shale Team*, para conducir las investigaciones y respuestas a emergencias asociadas a la extracción de no convencionales en las áreas de Dallas-Forth Worth.

PROBLEM FORMULATION AND RISK MANAGEMENT PROCESS

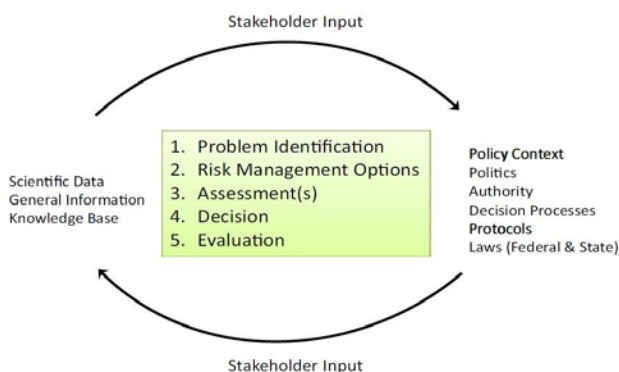


Fig. 6.- Proceso de formulación de problemas y administración de riesgos, con la participación de la comunidad científica, empresas petroleras y el gobierno (Tomado de Ethridge et. al., 2015).

Otro tema que no consideran los autores previamente citados, son los problemas que la radioactividad de las formaciones *shale* pueden causar. Sin embargo, hay que resaltar que esta es una condición geológica natural propia de los cuerpos rocosos con minerales arcillosos, tal es el caso de algunas formaciones de lutitas, e históricamente han sido discriminadas por registros

geofísicos que miden su radioactividad. Estos cuerpos rocosos son muy abundantes y generalmente sus niveles de radioactividad no son dañinos.

Con respecto a los yacimientos no convencionales, es muy probable y casi seguro, que las menciones o casos de estudio de radioactividad provengan de los Estados Unidos y, en particular, de la *Marcellus Shale*.

La *Marcellus Shale* se localiza al noreste de los Estados Unidos (Fig. 7), con una extensión de 600 millas y un área de 54,000 millas cuadradas, desde Nueva York, pasando por Pennsylvania, Ohio hasta West Virginia, es uno de los yacimientos *shale* más extensos en ese país.

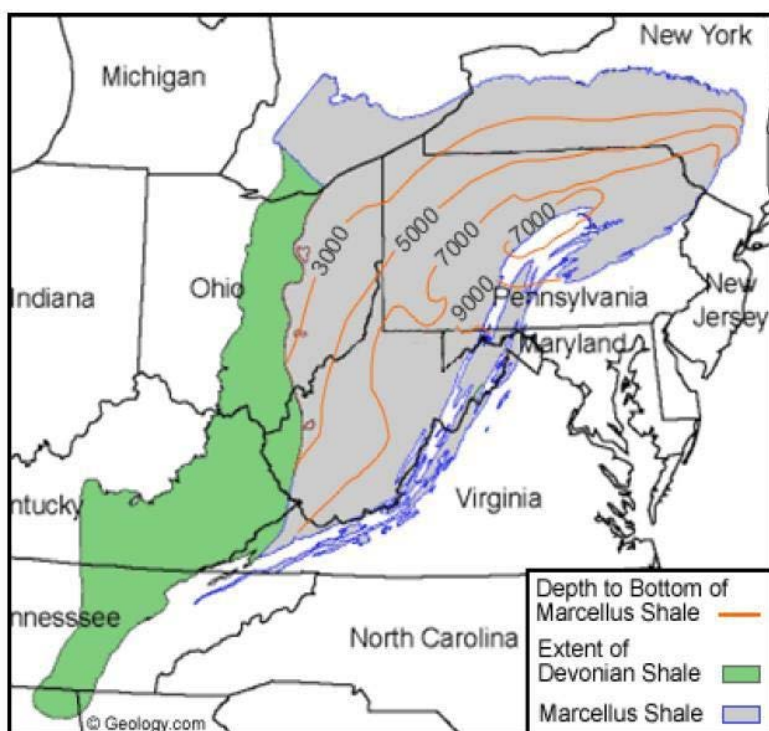


Fig. 7.- Ubicación y extensión del yacimiento Marcellus Shale (Tomado de Sumi, 2008).

Sumi (2008) realiza un ensayo sobre esta formación, tocando el tema de Radioactividad. En su trabajo se explica que, naturalmente, la *Marcellus* es considerada una "*highly radioactive shale*", considerablemente más radioactiva que las formaciones rocosas que la rodean. Los elementos que pueden encontrarse en esta formación son Uranio, Torio, Radio y Radón, elementos comunes en rocas arcillosas.

La autora, menciona que, en Ohio, estos materiales radioactivos ocurren naturalmente en cantidades de trazas a lo largo de todo el estado. En áreas de Nueva York, donde el basamento de las construcciones es esta formación, se han detectado medidas de Radón en casas y sótanos que sobrepasan los estándares recomendados.

Entonces, es posible que la perforación de formaciones altamente radioactivas pueda traer estos materiales a la superficie, aunque en muy bajas cantidades. Para la *Railroad Commission of Texas*, las sustancias radioactivas producidas en pozos *shale* son típicamente muy bajas y no representan un problema, sin embargo, pueden serlo si se llegan a concentrar en cantidades importantes de alguna manera, para ello las autoridades de los Estados Unidos sugieren monitoreo, regulaciones y de ser necesario descontaminaciones periódicas, así como tener especial cuidado en el manejo de residuos y materiales en pozos que estén cercanos a centros poblacionales (Sumi, 2008).

En el caso de México, un fenómeno interesante es que, al inicio de la perforación de pruebas de concepto de los yacimientos en lutitas, las organizaciones de la sociedad civil y la prensa comenzaron a escribir y denunciar acerca del impacto ambiental que el fracturamiento hidráulico ya estaba teniendo en el país, inclusive, asociaron sismos en zonas extremadamente lejanas a los pozos (<https://www.informador.mx/Mexico/Tiembra-en-Nuevo-Leon-colectivo-lo-asocia-a-fracking-20160830-0125.html>), aun cuando en los archivos históricos de estas regiones había documentación de movimientos telúricos similares en el pasado. En esta etapa tan temprana de exploración, resultaba imposible cuantificar el impacto como ellos lo sugerían, además que se adoptaron las mejores prácticas de la industria mexicana y la experiencia internacional.

Hasta la fecha, no hay reportes en México de contaminación de acuíferos ligados directamente al fracturamiento hidráulico, tanto convencional como no convencional, tampoco de sismicidad inducida y mucho menos de radioactividad, ya que las características geológicas de las formaciones de lutitas en México son muy diferentes a las de *Marcellus shale*. Los yacimientos no convencionales identificados en México, se encuentran por debajo de los 1,500 metros de profundidad, lejos de los acuíferos y con posibilidades mínimas de generar sismos debido a esta situación.

La aproximación hacia los riesgos en esta práctica, debe ser como lo sugiere Garcia-Aristizabal et. al. (2017): identificarlos (conceptualmente o en la práctica), mapearlos, mitigarlos y regularlos.

PREGUNTA 3.7: ¿Cómo se evaluaría el potencial efecto del fracking sobre la sismicidad de la zona?

RESPUESTA:

Durante el fracturamiento hidráulico, se producen microsismos de muy baja intensidad (Fig. 8) que, para detectarlos, se utilizan instrumentos geofísicos sensibles mediante la técnica de microsísmica. En esta técnica, se instalan en superficie aparatos llamados geófonos, conectados a una red que recibe las señales sonoras del subsuelo durante el *fracking*. Las intensidades de la gran mayoría de los sismos producidos durante el fracturamiento, están por debajo de 1° en la escala de Richter.

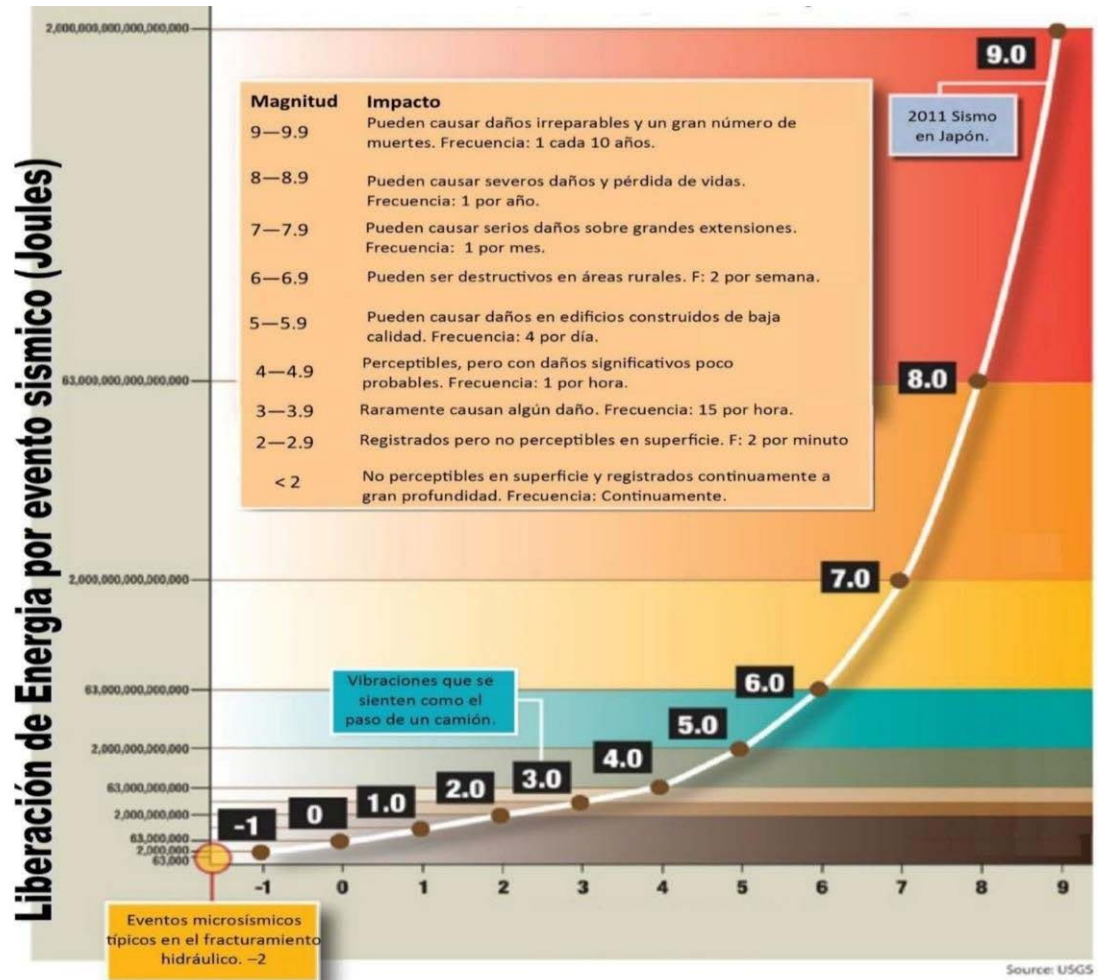


Fig. 8.- Magnitud de los sismos por fracturamiento hidráulico comparados con sismos naturales en la escala de Richter (Tomado de Euán-Colli, 2016).

Otro uso importante del estudio microsísmico, es el monitoreo en tiempo real del fracturamiento hidráulico y su alcance en el subsuelo. En la

Fig. 9 se muestra un esquema de trayectoria de pozo horizontal, los puntos de colores a la derecha, representan mediciones microsísmicas, estos datos permiten hacer un mapa de sismos y representar los eventos que ocurren al fracturar el pozo, por lo que se tiene un control espacial riguroso del alcance de la operación.

En México, se utiliza el método microsísmico para monitorear el rompimiento de la roca y el alcance de las fracturas. Quien suscribe, participo en el seguimiento de algunos de los primeros pozos no convencionales en México, comprobando que las fracturas monitoreadas crecieron entre 75 m y 80 m a partir del eje del pozo. Considerando una perforación a más de 1,500 m, esta situación descarta la posibilidad de acceso a los acuíferos superficiales y a producir sismos inducidos. Martínez-Romero(2017) menciona que los monitoreos microsísmicos en México indican que las fracturas pueden crecer hasta 90 m o menos.

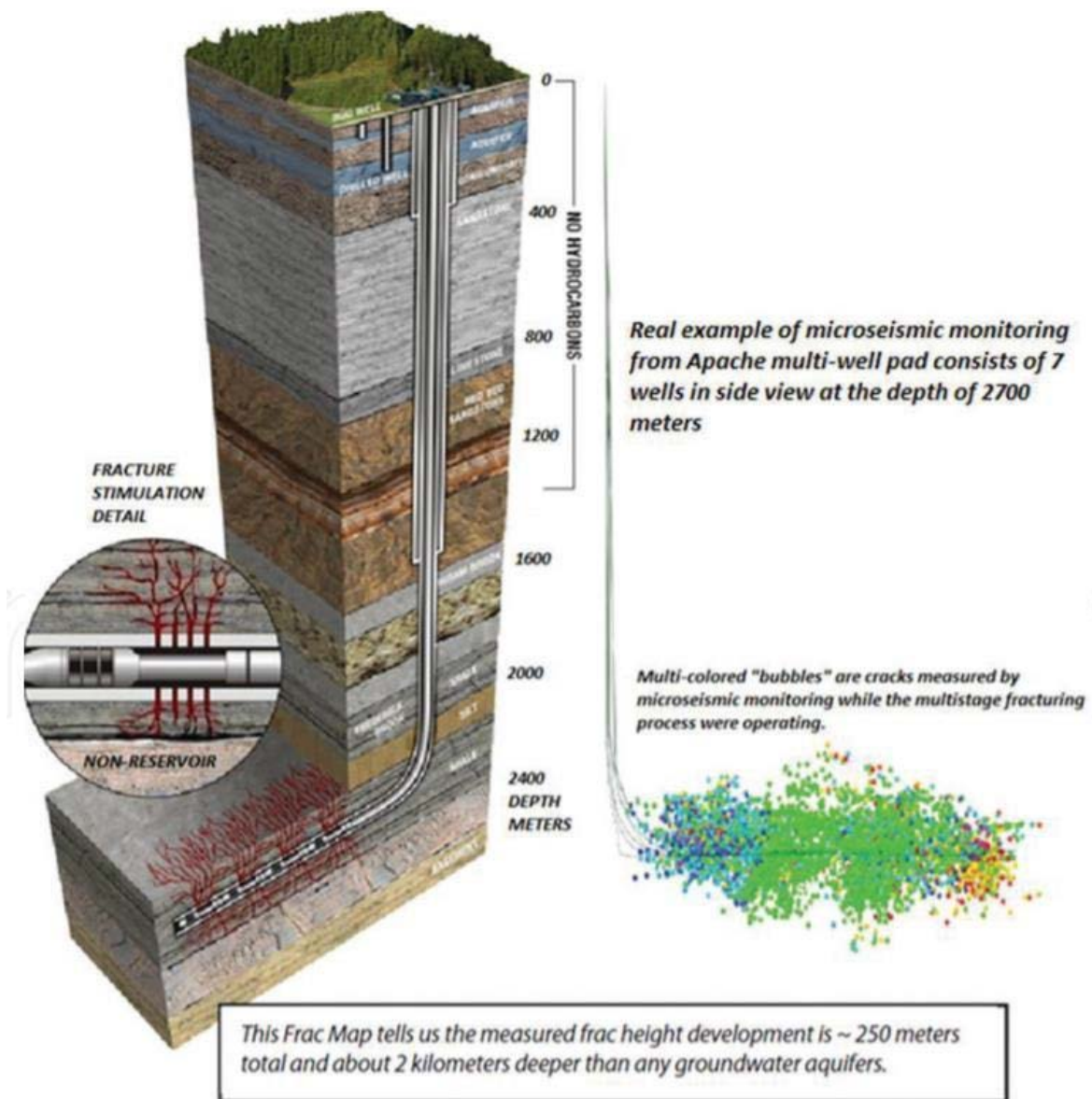


Fig. 9.- Esquema y ejemplo real del monitoreo microsísmico del fracturamiento hidráulico (Tomado de Zadeh & Talebi, 2018).

Otra práctica que se adoptó en México, previniendo que los fluidos pudieran encontrar rutas de migración en el subsuelo o el muy remoto caso de reactivar fallas preexistentes, es precisamente localizar los pozos en zonas que, tomando como base lo que se sabe acerca del alcance de las fracturas hidráulicas, estuvieran alejadas de grandes fallas y fracturas naturales, como se muestra en la Fig. 10, en la cual se observa el pozo ubicado lejos de la falla que se pudo detectar en la interpretación de subsuelo.

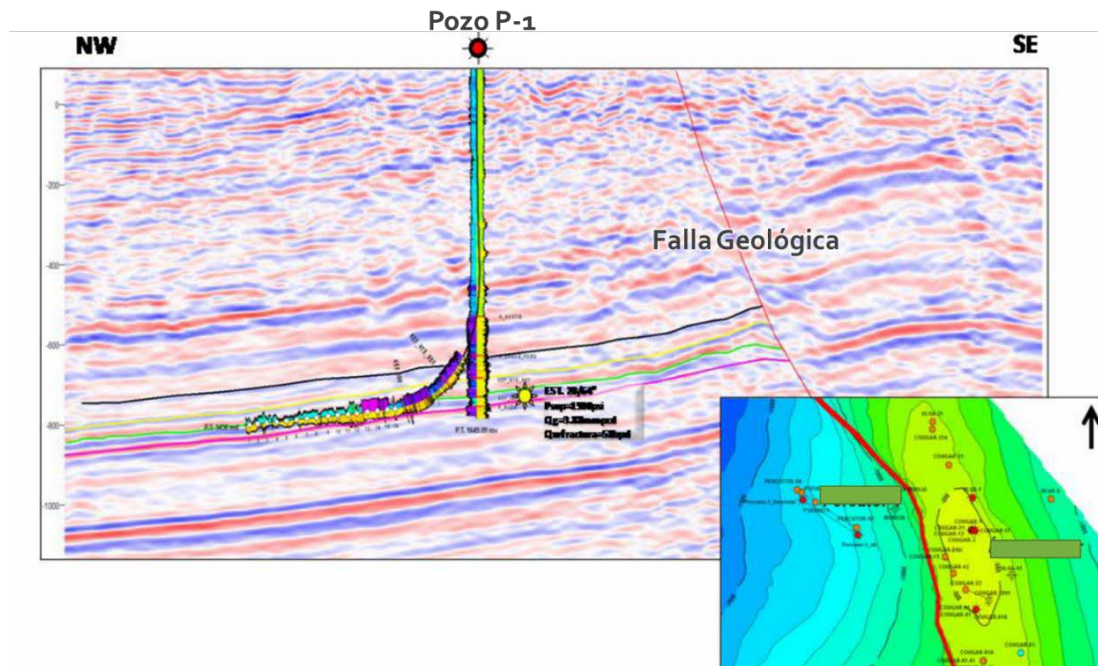


Fig. 10.- Pozo exploratorio P-1, productor de gas en la formación Eagle Ford, comprobó la extensión de este play en la Cuenca de Sabinas, se posicionó el pozo lejos de la influencia de la falla geológica detectada por los estudios de subsuelo, prueba de concepto exitosa (Tomado de Euán-Collí, 2016).

De nueva cuenta, en este escenario, las posibles complicaciones que pueden existir con respecto al fracturamiento hidráulico dependen de una planeación anticipada desde el posicionamiento del pozo, el diseño del mismo y el diseño del fracturamiento hidráulico. En este aspecto, el *American Petroleum Institute* y el *Approved American National Standard* han documentado una serie de directrices y mejores prácticas en los temas que refieren a las características mecánicas de las formaciones a perforar, la cementación, las condiciones para el diseño de las fracturas hidráulicas a ejecutarse en el pozo y el monitoreo durante y después del fracturamiento (API, 2009; ANSI/API, 2015).

Para finalizar el tema, es de suma importancia investigar los antecedentes sísmicos de las regiones susceptibles a la perforación no convencional para evitar malinterpretaciones. En el caso de México, y, particularmente, en el estado de Nuevo León en donde reside quien suscribe, hubo numerosas notas de sismos asociados a *fracking*, por citar algunas:

- <https://www.eluniversal.com.mx/nacion/sociedad/fracking-ven-riesgos-sismicos-en-nl>
- <https://www.milenio.com/politica/alcalde-teran-cree-sismos-provocados-fracking>
- <https://www.informador.mx/Mexico/Tiembra-en-Nuevo-Leon-colectivo-lo-asocia-a-fracking-20160830-0125.html>
- <https://www.20minutos.com.mx/noticia/503124/0/en-incertidumbre-municipios-de-nuevo-leon-por-operaciones-de-fracking/>

En contra de estas declaraciones, hubo notas que relacionaban estos sismos con actividad natural, documentada en archivos históricos y por unidades sismológicas (<https://d.elhorizonte.mx/local/experto-asegura-que-sismos-en-nuevo-leon-son-un-comportamiento-natural/1685265>).

Con la instalación de la Unidad sismológica en la Facultad de Ciencias de la Tierra de la Universidad Autónoma de Nuevo León en el 2006, se logró tener una imagen más clara de la sismicidad en el estado.

Ramos-Zuñiga et. al. (2012) y Montalvo-Arrieta & Sosa-Ramírez (2017) realizaron estudios de sismicidad histórica, sismicidad reciente (a partir de la instalación de la unidad sismológica en la Universidad) y encuestas a la población sobre los sismos en la región noreste de México. Los autores concluyeron que los temblores, que alcanzaron magnitudes hasta de 4° Richter, suscitados en los estados de Coahuila, Nuevo León, San Luis Potosí y Tamaulipas (considerados históricamente como zonas asísmicas) estuvieron relacionados a la situación geológica propia de la región. Los sismos detectados coincidieron en su mayoría con alineamientos tectónicos, fallas corticales, fallas cartografiadas y alineamientos magnéticos (Fig. 11).

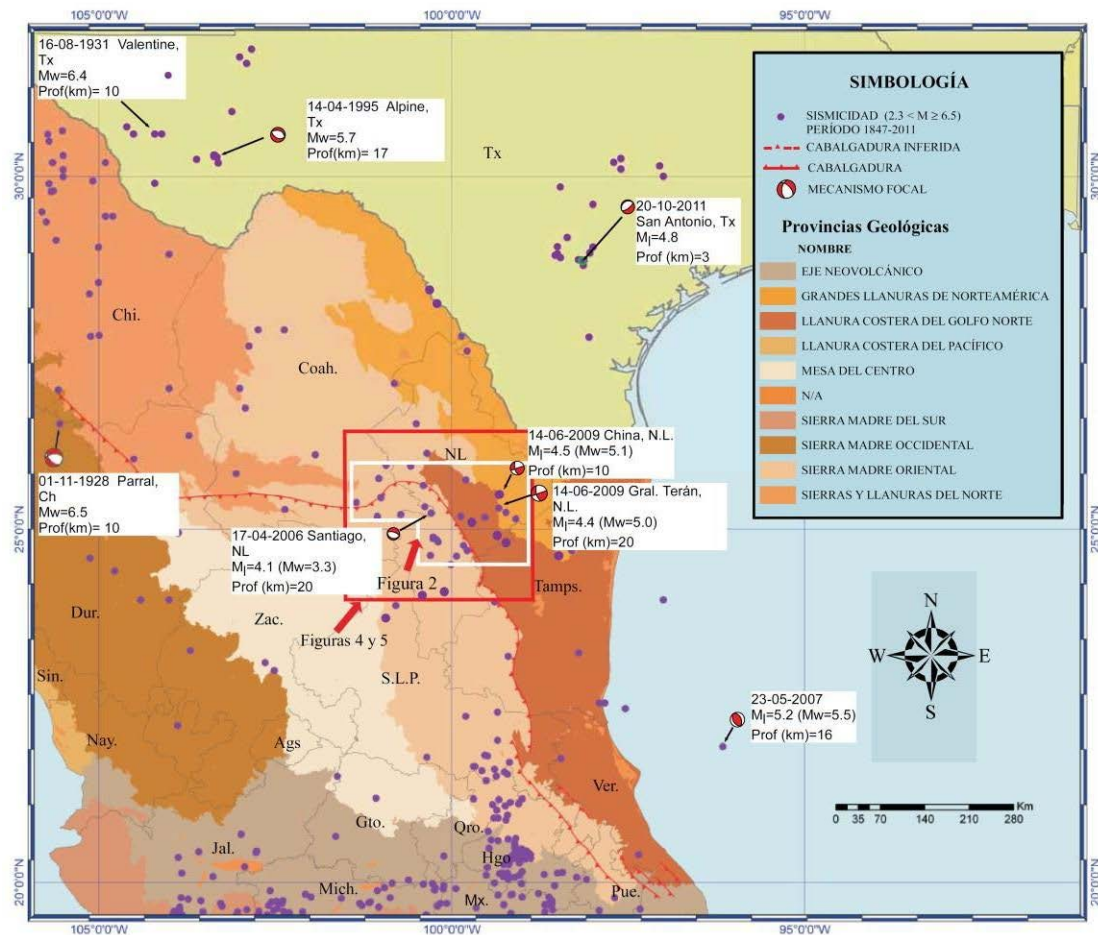


Fig. 11.- Ubicación de los sismos históricos y sismos recientes en la región noreste de México, todos asociados a condiciones naturales y geológicas de la región (Tomado de Ramos-Zuñiga et. al. 2012).

Es claro que, en el caso del Noreste de México, no existe relación entre los pozos no convencionales y la sismicidad de la zona, si existe un aumento de detección de sismos debido a la instalación de una estación sismológica en la zona conectada a la red nacional y personal dedicado sistemáticamente al estudio de estos a partir del 2006 hasta la fecha.

El caso presentado reafirma la importancia del conocimiento histórico de la región y el monitoreo microsísmico del fracturamiento hidráulico.

Bibliografía

ANSI/API, 2008, Measurement of Properties of Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravel-packing Operations, Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravel-packing Operations, Approved American National Standard/American Petroleum Institute Recommended Practice 19C, 1st Edition, 42 pp.

ANSI/API, 2014, Community Engagement Guidelines, Approved American National Standard/American Petroleum Institute Bulletin 100-3, 1st Edition, 24 pp.

ANSI/API, 2015, Hydraulic Fracturing – Well Integrity and Fracture Containment, Approved American National Standard/American Petroleum Institute Recommended Practice 100-1, 1st Edition, 40 pp.

ANSI/API, 2015a, Managing Environmental Aspects Associated with Exploration and Production Operations Including Hydraulic Fracturing, Approved American National Standard/American Petroleum Institute Recommended Practice 100-2, 1st Edition, 62 pp.

API, 1987, Recommended Practices for Well Control Operations, American Petroleum Institute Recommended Practice 59, 1st Edition, 86 pp.

API, 2009, Hydraulic Fracturing Operations – Well Construction and Integrity Guidelines, American Petroleum Institute Guidance Document HF1, 1st Edition, 36 pp.

API, 2010, Water Management Associated with Hydraulic Fracturing, American Petroleum Institute Guidance Document HF2, 1st Edition, 40 pp.

API, 2011, Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing, American Petroleum Institute Guidance Document HF3, 1st Edition, 34 pp.

API, 2018, Measurements of and Specifications for Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravel-packing Operations, American Petroleum Institute Guidance Document HF1, 2nd Edition, 57 pp.

Böll Stiftung, H., 2014, Petróleo y Gas No Convencional en México y Argentina. Dos Estudios de Caso, México, Centroamérica y el Caribe, 35 pp.

Castillo-Jara, E., 2014, Problemática en Torno a la Construcción de Parques Eólicos en el Istmo de Tehuantepec, Revista Desarrollo Social Sostenible, Vol. 4, No. 12, p. 1-14.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2019, Reservas de Hidrocarburos y Recursos Prospectivos
Enero de 2019,
https://hidrocarburos.gob.mx/media/3384/reporte_reservas_recursos7.pdf

Ethridge, S.; Bredfeldt, T.; Sheedy, K.; Shirley, S.; Lopez, G. & Honeycutt, M., 2015, The Barnett Shale: From problem formulation to risk management, Journal of Unconventional Oil and Gas Resources 11, p. 95-110.

Euán-Collí, R. E., 2016, Potencial, Impacto y Desarrollo de Shale Gas en México, Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, 155 pp.

Garcia-Aristizabal, A.; Capuano, P.; Russo, R. & Gasparini, P., 2017, Multi-Hazard risk pathway scenarios associated with unconventional gas development: Identification and challenges for their assessment,

Energy Procedia 125, p. 116-126.

Magoon, L.B. & Dow, W., 1994, The Petroleum System – From Source to Trap, American Association of Petroleum Geology, Vol. 60, 644 pp.

Martínez-Romero, N., 2017, Desarrollo del Shale Gas en México, Comisión Nacional de Hidrocarburos, Gaceta Trimestral, Año 2017, Número 010, p. 1-6.

Montalvo-Arrieta, J. & Sosa-Ramírez, L., 2017, Evaluación de las intensidades macrosísmicas en los estados de Nuevo León y Coahuila a partir de sismos recientes, CIENCIA UANL, Año 20, No. 85.

Moreira-Rodríguez, H., 2018, Oportunidades Regionales Generadas con la Implementación de la Reforma Energética: El Caso Noreste de México, Comisión Nacional de Hidrocarburos, Gaceta Trimestral, Año 2018, Número 014, p. 4-

Olivares-Ramos, D.; González-Bernal, J.; Cruz-Marroquín, D.; García-Hernández, C. y Fernández-Turner, R., 2013, Análisis Geológico de la Formación Pimienta del Jurásico Superior en el Pozo Anhélido-1: Implicaciones para la Exploración de Plays No Convencionales en la Cuenca de Burgos, Congreso Mexicano del Petróleo, Cancún, México.

Ramos-Zúñiga, L.; Medina-Ferrusquia, H. & Montalvo-Arrieta, J., 2012, Patrones de Sismicidad en la Curvatura de Monterrey, Noreste de México, Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, Vol. 29, Num. 2, p. 572-589.

Rogner, H. H., 1996, An Assesment of World Hydrocarbon Resources, International Institute for Applied System Analysis, Austria, 43 pp.

Sumi, L., 2008, Shale Gas: Focus on the Marcellus Shale, Oil & Gas Accountability Project, Earthworks, May 2018.

US Energy Information Administration (EIA), 2011, World Shale Gas Resources: An Initial Assesment of 14 Regions Outside the United States, US Department of Energy, Whashington DC.

US Energy Information Administration (EIA), 2013, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assesment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, US Department of Energy, Washiongton DC.

Vera-Vázquez, R., 2017, Eagle Ford Shale Play: Geografía Industrial Minero-Petrolera en el Sur de Texas 2008-2015, Trayectorias. Revista de Ciencias Sociales de la Universidad Autónoma de Nuevo León, Monterrey, Vol. 19, No. 45.

Zadeh, N. & Talebi, S., 2018, An Overview of New Developments in Shale Gas: Induces Seismicity Aspect, Intech Open, <https://api.intechopen.com/chapter/pdf-preview/60552>.

Páginas Web

<https://oilandgasmagazine.com.mx/2019/11/cnh-aprueba-plan-de-exploracion-a-diavaz-para-campo-de-no-convencionales/>

<https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>

<https://expansion.mx/empresas/2019/07/24/pemex-si-usa-el-fracking-y-extrae-19-500-barriles-con->

[esta-tecnica](#)

https://www.usgs.gov/fags/how-much-water-does-typical-hydraulically-fractured-well-require?qt-news_science_products=0#qt-news_science_products

<https://www.gob.mx/asea/es/articulos/publica-asea-lineamientos-de-exploracion-y-extraccion-de-hidrocarburos-en-yacimientos-no-convencionales?idiom=es>

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5557743&fecha=12/04/2019

<https://noticieros.televisa.com/ultimas-noticias/coldwell-destaca-beneficios-yacimientos-no-convencionales/>

<https://clusterenergia.org/2019/05/20/riqueza-olvidada-de-los-campos-no-convencionales/>

<https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/energia-eolica/las-aspas-de-las-turbinas-eolicas-no-son-reciclables-y-se-han-convertido-en-toneladas-de-desechos>

<https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/hydraulic-fracturing/Unconventional-Resources-Development-Risk-Management-Report.pdf>

<https://www.informador.mx/Mexico/Tiembra-en-Nuevo-Leon-colectivo-lo-asocia-a-fracking-20160830-0125.html>

<https://www.eluniversal.com.mx/nacion/sociedad/fracking-ven-riesgos-sismicos-en-nl>

<https://www.milenio.com/politica/alcalde-teran-cree-sismos-provocados-fracking>

<https://www.20minutos.com.mx/noticia/503124/0/en-incertidumbre-municipios-de-nuevo-leon-por-operaciones-de-fracking/>

<https://d.elhorizonte.mx/local/experto-asegura-que-sismos-en-nuevo-leon-son-un-comportamiento-natural/1685265>

3. Documentos personales de los expertos

Gildardo Osorio

Diego Flórez

María José Nieto

Carlos Macellari

Daniel Olivares

Gildardo Osorio

Hoja de vida

Matrícula Profesional

Títulos Académicos

Certificaciones Laborales

Declaración Juramentada Ausencia de Conflicto de Intereses

José Gildardo Osorio-Gallego, Ph.D.



Personal Information

Nationality: Colombian
Profession: Petroleum Engineer, M.Sc, Ph.D.
Address: Formentor 7038
Montevideo, Uruguay.
Phone numbers: (598) (2) 2605 7572
Mobile: (598) 93 935 461
e-mail: gildardo.osorio@hotmail.com
gosorio@unal.edu.co
jgildardo@pluspetrol.net

Education

Post-Doctorate: New Mexico Institute of Mining and Technology (Socorro, NM, & Dallas, TX, USA).
Area: Numerical Modeling of Coupled Fluid-Flow/ Geomechanical Processes in Porous Media.
Date: May 1998 - May 1999

Doctorate (Ph.D.): New Mexico Institute of Mining and Technology (Socorro, NM, USA).
Area: Petroleum Engineering (with emphasis on geomechanics).
Title: Philosophy Doctor in Petroleum Engineering
Date: August 1995 - April 1998.

Master (M.Sc.): The University of Southwestern Louisiana (Lafayette, LA, USA)
Area: Petroleum Engineering (with emphasis on fluid phase behavior)
Title: Master of Science in Petroleum Engineering
Date: January 1989 - December 1990

Undergraduate (P.E.): Universidad Nacional de Colombia - Medellín Campus
Area: Petroleum Engineering

Title: Petroleum Engineer
Date: October 1981 - October 1987

Languages

Spanish: Native Language
English: Second Language

Employment History

Geomechanics studies manager: Pluspetrol S.A.:
Date: August 2018 – Present
Location: Buenos Aires, Argentina

Geomechanics manager: Pluspetrol S.A.:
Date: August 2016 – August 2018
Location: Buenos Aires, Argentina

Geomechanics manager: Pluspetrol Perú Corporation S.A.:
Date: August 2014 – July 2016
Location: Lima, Perú

Geomechanics manager: Pluspetrol Norte S.A.:
Date: August 2013 – July 2014
Location: Lima, Perú

Sr. Staff Geomechanics: Pluspetrol S.A.:
Date: June 2012 – August 2013
Location: Buenos Aires, Argentina

Geomechanics Authority: Equión Energía Limited
Date: June 2011 – June 2012
Location: Bogotá, Colombia

Senior Engineer: Equión Energía Limited
Date: January 2011 – June 2011
Location: Bogotá, Colombia

Senior Engineer: BP - Colombia
Date: February 2005 – January 2011

Location: Bogotá, Colombia

Part time professor: Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín.
Facultad de Minas
Date: April 2005 – Present time
Location: Bogotá, Colombia

Professor: Universidad Nacional de Colombia - Medellín Campus
Facultad de Minas
Date: January 1991 – April 2005
Location: Medellín, Antioquia, Colombia

Post-Doctorate: New Mexico Institute of Mining and Technology
Date: May 1998 - May 1999
Location: Socorro, NM, USA

Research Assistant: New Mexico Institute of Mining and Technology
Date: August 1995 - May 1998
Location: Socorro, NM, USA

Professor: Universidad Nacional de Colombia - Medellín Campus
Date: January 1991 – August 1995
Location: Medellín, Antioquia, Colombia

Associate Instructor: Universidad Nacional de Colombia - Medellín Campus
Date: January 1989 - January 1991
Location: Medellín, Antioquia, Colombia

Assistant Instructor: Universidad Nacional de Colombia - Medellín Campus
Date: January 1988 - January 1989
Location: Medellín, Antioquia, Colombia

Areas of Professional Experience:

Geomechanics (unconventional reservoirs geomechanics, wellbore stability, hydraulic fracturing, fault reactivation, unconventional reservoirs, naturally fractured reservoirs, wellbore integrity, geomechanics formation damage, micro-seismicity, coupled fluid-flow/deformation phenomena and simulation, failure mechanics, stress state analysis, rock acoustics, mechanical properties from lab analysis, mechanical properties from field data,

productivity & injectivity impairment by rock and fracture deformation, cap-rock integrity and sand production)

Naturally fractured reservoirs
Transient testing in homogeneous and heterogeneous systems
Reservoir engineering
Numerical reservoir simulation

Areas of Teaching and Research Experience:

Unconventional reservoirs geomechanics
Wellbore stability geomechanics
Reservoir and production geomechanics
Hydraulic fracturing geomechanics
Heavy oil reservoir geomechanics
Naturally fractured reservoirs
Transient Testing in Homogeneous and Heterogeneous Formations
Classical reservoir engineering
Numerical Simulation

Awards and Honors:

Tenured Professor, Universidad Nacional de Colombia (2014)

Member of the Petroleum Geomechanics Commission – PGC – of the International Society for Rock Mechanics – ISRM (2011 – present)

Special Recognition of Academic Achievement, Universidad Surcolombiana, Huila, Colombia (2003).

Excellence in Education Award, Universidad Nacional de Colombia – Facultad de Minas, Medellín, Colombia 1991, 1992, 1994, 1995, 1997, 2000, 2002 and 2003.

Third Most Outstanding Research Paper, Colombian Association of Petroleum Engineers, ACIPET, Bogotá, Colombia (2001).

Most Outstanding Research Paper, Colombian Association of Petroleum Engineers, ACIPET, Bogotá, Colombia (1999).

Colombian Ministry of Mines and Energy Scholarship, The University of Louisiana, Lafayette, LA, USA (1989-1989).

Professional Affiliations:

SPE – Society of Petroleum Engineers.

Latest conference presentations:

Osorio, J.G.: ***"Laboratory tests design, best practices and results for geomechanical characterization of unconventional reservoirs – Vaca Muerta field case."*** Octavo Simposio Internacional de Geomecánica, Bucaramanga, Colombia, 8 - 10 de mayo de 2019.

Osorio, J.G.: ***"Deforming the Rock: Geomechanical properties – which ones are critical?"*** AAPG-SEG-SPE-SPWA-SPEE Unconventional Reservoir Summit II: Building & Applying the Universal Workflow, The Woodlands, Texas on 21–24 August 2017.

Osorio, J.G.: ***"Geomechanics challenges through the oil & gas downturn"***, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Mayo 32-27 de 2016.

Osorio, J.G.: ***"Geomechanics Applications to the Oil & Gas Industry"***, AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGIST AAPG YP PERÚ, Lima, June 28th, 2016.

Osorio, J.G.: ***"Una Década de Existencia del Simposio de Geomecánica en Colombia: ¿Cómo Ha Evolucionado la Geomecánica del Petróleo en Estos Diez Años?"***, XI Simposio Internacional de Geomecánica, Bucaramanga, 18-20 Marzo 2015

Osorio, J.G.: ***"Algunas Consideraciones Geomecánicas en la Implementación de Tecnologías de Recobro de Crudo"***, III Escuela de Verano – Maestría Ingeniería de Petróleos Facultad de Minas – Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Mayo 14 de 2015.

Osorio, J.G.: ***"Fracturing Vaca Muerta Oil Formation in PSO and LJE Blocks (Argentina): Geomechanics Observations, Challenges and Way Forward"***, SPE Workshop Applied Geomechanics in the E&P Industry: Best Practices and Recent Technological Developments, Guadalajara, Mexico 29-30 April 2014.

Osorio, J.G.: ***"Enfoque Técnico del Proyecto PLUSPETROL de Recursos No Convencionales en Vaca Muerta – Neuquén – Argentina: Avances, Retos, Estado"***

Actual y Futuro", Foro Internacional Avances en la Exploración y Explotación de Recursos No Convencionales, Lima, julio 17 y 18 de 2014

Osorio, J.G.: **"Understanding Some Geomechanics Aspects Affecting the Hydraulic Fracturing Performance in Shale Reservoirs"**. Workshop on Geomechanics Challenges for Petroleum Engineering Problems. Goiânia, Goiás, Brazil September 10th, 2014

Osorio, J.G.: **"Geomechanics Formation Damage: Understanding Productivity Losses Due to Rock & Fracture Deformation"**, Escuela de Verano 2014. Universidad Nacional de Colombia, October 3rd, 2014

Osorio, J.G.: **"Understanding the Impact of Geomechanics Attributes on the Complexity of Hydraulic Fractures in Shale Reservoirs by Using Microseismic Mapping – A Field Case"**. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina November 6th, 2014

Main Publications

Osorio, J.G. and Muzzio, M.E.: **"Understanding the Impact of Geomechanical Attributes on the Complexity of Hydraulic Fractures in Shale Reservoirs by Using Microseismic Mapping,"** paper ARMA 13-526 presented at "IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos" held in Mendoza, Argentina, 3-7 November 2014.

Osorio, J.G. and Muzzio, M.E.: **"Correlation Between Microseismicity and Geomechanical Factors Affecting the Hydraulic Fracturing Performance in Unconventional Reservoirs – A Field Case in Neuquén, Argentina,"** paper ARMA 13-526 presented at the 47th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium held in San Francisco, CA, USA, 23-26 June 2013

Osorio, J.G. and Lopez, C.: **"Geomechanical Factors Affecting the Hydraulic Fracturing Performance in a Geomechanically Complex, Tectonically Active Area in Colombia,"** paper SPE 115715 presented at the 2009 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Cartagena, Colombia, 31 May–3 June 2009.

Osorio, J.G., Peñuela G., and Otálora, O.: **"Correlation Between Microseismicity and Reservoir Dynamics in a Tectonically Active Area of Colombia,"** paper SPE 115715 presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 21–24 September 2008.

Osorio, J.G., Wills, A. y Alcalde, O.R.: **"A Numerical Model to Study the Formation Damage by Rock Deformation From Well Test Analysis,"** paper SPE 73742 presented at

the SPE International Symposium & Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, LA, 20-21 February 2002.

Osorio, J.G.: "**Investigación Sobre la Interpretación Física, Implementación Numérica y Eficiencia Computacional de los Métodos MultiMalla en la Simulación Numérica de Yacimientos,**" paper presented at the IX Colombian Petroleum Meeting and Exhibition, Bogotá, 19-22 October, 2002.

Guerrero, H.J., Osorio, J.G. and Teufel, L.W.: "**A Parametric Study of Variables Affecting The Coupled of Fluid-Flow/Geomechanical Processes in Stress-Sensitive Oil and Gas Reservoirs,**" paper SPE 64407 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Brisbane, Australia, 16–18 October 2000..

Osorio, J.G., Chen, H.-Y. and Teufel, L.W.: "**Numerical Simulation of the Impact of Flow-Induced Geomechanical Response on the Productivity of Stress-Sensitive Reservoirs,**" paper SPE 51929 presented at the 1999 SPE Reservoir Simulation Symposium held in Houston, Texas, 14–17 February 1999.

Osorio, J.G.: "**Modelamiento Numérico del Efecto de la Deformación Geomécanica Inducida por la Producción de Fluidos en la Productividad de Yacimientos de Petróleo y Gas Natural**" paper presented at the VIII Colombian Petroleum Meeting and Exhibition, Bogotá, 22-26 October 1999.

Osorio, J.G., *et al.*: "**A Two-Domain, 3D, Fully Coupled Fluid-Flow/Geomechanical Simulation Model for Reservoirs With Stress-Sensitive Mechanical and Fluid-Flow Properties,**" paper SPE 47397 presented at the SPE/ISRM Eurock '98 held in Trondheim, Norway, 8–10 July 1998.

Osorio, J.G., Chen, H.-Y. and Teufel, L.W.: "**Numerical Simulation of Coupled Fluid-Flow/Geomechanical Behavior of Tight Gas Reservoirs with Stress Sensitive Permeability,**" paper SPE 39055 presented at the SPE Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition held in Rio de Janeiro, Brazil, August 30-September 3, 1997.

Osorio, J.G., Chen, H.-Y. and Teufel, L.W.: "**Fully Coupled Fluid-Flow/Geomechanics Simulation of Stress-Sensitive Reservoirs,**" paper SPE 38023 presented at the 1997 SPE Symposium on Reservoir Simulation, Dallas, June 8-11.

Farshad, F., LeBlanc, J.L. and Osorio, J.G.: "**Empirical PVT Correlations for Colombian Crude Oils,**" paper SPE 36105 presented at the Fourth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Port of Spain, Trinidad and Tobago, 23-26 April 1996.

Thesis Chairman:

"Análisis geomecánico y de estabilidad para la perforación de un pozo de alta presión en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena". Coautor: Durley Johana Solano Urrego. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2019.

"Modelo teórico de la permeabilidad de las fracturas aplicado a los yacimientos de gas metano asociado a mantos de carbón". Coautor: Luis Alejandro Parra Echeverría. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2017.

"Daño geomecánico de sistemas naturalmente fracturados debido a esfuerzos inducidos por producción de fluidos". Coautor: Ximena Alejandra Rodríguez Flórez. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2017.

"Evaluación del Potencial de Producción de Hidrocarburos en los Cuerpos Carbonatados Villeta A, B C y M2 del Campo Loro en el Área Sur de la Cuenca del Putumayo". Coautor: Julián Andrés Franco Muñoz. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2017.

"Desarrollo de un Modelo Predictivo para la Recuperación de Daño Geomecánico en Sistemas Naturalmente Fracturados" Coautor: Diego Alejandro Ramírez Correa. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2017.

"Análisis Geomecánico y de Estabilidad para el Pozo #3 del Campo Estudio". Coauthor: Liliana Páramo. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2015.

"Shear Re-activation of Naturally Fractures Due to Production Induced Stresses in Oil and Gas Reservoirs". Coauthors: Ana M. Benavides y Jhon E. González. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2011.

Dynamic Behavior of Natural Fractures with Effective Normal Stresses Induced by Fluids Injection and Production un Oil and Gas Reservoirs. Coauthors: José J. Alcalá y Tatiana A. Romero. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2011.

"Analysis of Wellbore Time Dependent Instability While Drilling in Colombia Foothills". Coauthor: Adriana Vargas. Universidad America - Bogotá. 2011.

"Dynamic Characterization of Naturally Fracture Reservoirs from Micro-seismic Data". Coauthor: Eliana Maldonado. Universidad EAFIT – Medellín. 2010.

"Application of Fully Coupled Numerical Simulation to Transient Tests of Colombian Foothills". Coauthors: Ricardo José Rodríguez and Donald Libardo Canabal. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2007.

"Application of a Fully Coupled Single-Phase Numerical Simulator to a Pilot Area in Cupiagua". Coauthors: Julián Gózález Bedoya and Luisa Alejandra Olarte. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2007.

"Pore Pressure Characterization in BP Fields in Colombia". Coauthors: Julián Arango. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2007.

"Relationship Between Production Data, Micro-seismicity, Stress Orientations and Fracture Distributions in a Pilot Area of Cupiagua". Coauthors: Diana Marcela Pérez and Libia María Betancur. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2006.

"Effect of Stresses Variation, and Propant Size and Concentration on Fracture Geometry". Coauthor: Adriana María Dávila. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2006.

"Microseismic Applications to Petroleum Engineering". Coauthors: Juan Pablo López and Luis Javier Sepúlveda. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2005.

"Numerical Modeling to Predict Fault Reactivation". Coauthors: Analucia Raigoza. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2005.

"Critical Review on the Behavior and Simulation of Faults on Stress Sensitive Reservoirs". Coauthors: Laura Isabel Vásquez and Leonardo Ruíz. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2005.

"Relationship Among Stress State, Geomechanical Properties, and Natural Fractures in Stress Sensitive Reservoirs". Coauthors: Maribel Puerta Osorno and Edwin Alexander López Patiño. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2005.

"Geomechanical Analysis of Wellbore Collapse". Coauthor: Roberto Carlos Saumeth Benítez. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2005.

"Critical Review on Models Applied to Evaluate Fracture Permeability Variation in Stress Sensitive Reservoirs". Coauthors: Jesús Javier Herreros Achury and Rodrigo Marín Quezada. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2004.

"Characterization of Drilling Cores and its Application to the Geomechanical Behavior of Naturally Fractured Reservoirs". Coauthor: Hugo Javier Bedoya Villegas. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2004.

"Numerical Modeling of Wellbore Stability". Coauthors: Hans Rusman Vázquez Urrea and José Alexis Castilla Escobar. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2004

"Application of a Geomechanical – Statistical Model to Study the Wellbore Stability when Drilling Wells in the Piedemonte Foothills". Coauthors: Andrés Jaramillo Rodas and Germán Osorio Patiño. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2004.

"Evaluation of a Geomechanical Model from Information Obtained During Drilling Operations - Cuenca del Valle Superior del Magdalena". Coauthor: Claudia Marcela Niño Yepes y Carlos Andrés Ortiz Blandón. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2004.

"Implementation of a 3D Geomechanical Model." Coauthors: Juan David Restrepo and Héctor Salazar. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2004

"Simulation of Well Tests in Naturally Fractured Reservoirs". Coauthors: Gleyden Lucila Duarte Benítez y Raúl Mauricio Cañas Trejos. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2003.

"Simulation of Hydraulically Stress-Sensitive Fractured Reservoirs – Multiphase Flow," Coauthors: Mayra Jimena Lagos and Javier Alejandro Jiménez.. Universidad Nacional de Colombia, Medellín. Completed in 2002 (in Spanish).

"Compositional Simulation of Transient Tests in Stress- Sensitive Reservoirs," Universidad Nacional de Colombia, Medellín. Coautores: Yanury Benavides Bello and Gustavo Adolfo Maya Toro. 2002 (in Spanish).

"Numerical Modeling of the Condensate Bank Behavior Around Wells Close to the Critic Point," Universidad Nacional de Colombia, Medellín. Coautores: Andrés Castillo and Juan Manuel Montoya. 2003 (in Spanish).

"An Study on the Applicability of Conjugate Gradient Methods to the Solution of Equations Governing Fluid Flow Coupled to Geomechanics in Oil and Gas Reservoirs," Universidad Nacional de Colombia, Medellín. Coautores: Alfonso Buitrago. 2002 (in Spanish).

"An Elastic-Plastic Model for Coupled Fluid-Flow Geomechanics in Porous Media," Universidad Nacional de Colombia, Medellín. Coauthor: John Walter Moreno. 2002 (in Spanish).

"Effect of Temperature on Coupled Fluid-Flow/Geomechanics in Stress-Sensitive Reservoirs," Coauthors: Oscar Mario Franco Gallego and Javier Mauricio Murillo Cruz. Universidad Nacional de Colombia, Medellín. 2002 (in Spanish).

"Evaluation Multilateral Drilling Technology as a Tool for Infill Drilling in the Caballos Formation – Puerto Colon and Loro Fields, Putumayo Basin," Universidad Nacional de Colombia, Medellín. Coauthors: Paula Andrea Castro and Myrsa Mabel Maya. 2001 (in Spanish)..

"Well Testing of Stress-Sensitive Reservoirs," Universidad Nacional de Colombia, Medellín. Coauthors: Alejandro Wills and Osmar René Alcalde. 2001 (in Spanish).

"Numerical Modeling of Fluid-Flow Coupled-Geomechanics in Hydraulically Fractured Reservoirs," Coauthors: Juan Guillermo Garcia Palacios and Fabio William Guerra Cajigas Universidad Nacional de Colombia, Medellín. 2000 (in Spanish).

"Numerical Simulation of Geothermal Reservoirs," Universidad Nacional de Colombia, Medellín. Coauthors: Vladimir Orlando Rivera Villamizar and Jesús Andrés Gómez Orozco. 2000 (in Spanish).

"A Compositional Model for Transient Testing in Condensate Reservoirs," Universidad Nacional de Colombia, Medellín. Coauthors: David Fernando Calderón and Carlos Mauricio López. 1995 (in Spanish).

"Analysis of Carbonates Deposition of the Caballos Formation – Acae and San Miguel Fields," Universidad Nacional de Colombia, Medellín. Coauthors: Jairo Andrés Agudelo and Mario Munrera. 1994 (in Spanish).

"Application of Unsteady and Pseudo-Steady Theory to Evaluation the Petrophysical Properties on Cores," Universidad Nacional de Colombia, Medellín. Coauthors: Juan Alejandro Correa Palacio and Jaime Alberto Ospina. 1994 (in Spanish).

"A Model to Predict Water Influx (Infinite Acting Aquifer) Based on Fetkovich Theory," Universidad Nacional de Colombia, Medellín. Coauthor: Raúl Osorio. 1993 (in Spanish)..

Analytical correlations to Predict the Behavior of Waterflooding models,” Universidad Nacional de Colombia, Medellín. Coautores: Humberto Moreno Echeverri y Allen Darío Toro Cortés. 1992 (in Spanish).

“Transient Testing in Horizontal Wells,” Universidad Nacional de Colombia, Medellín. Coautores: David Leonardo Serrano y Carlos Alberto Rodríguez. 1992 (in Spanish).

**MATRICULA PROFESIONAL**
CPIP
Consejo Profesional
de Ingeniería de Petróleos
COLOMBIA

JOSE GILDARDO OSORIO GALLEGO

MATRICULA 03435 RES. 0199
C.C. 3.36 CLASE DEFINITIVA

Jose Gildardo Osorio Gallego

FIRMA DEL TITULAR

ESTA TARJETA IDENTIFICA A SU TITULAR COMO INGENIERO DE PETRÓLEOS,
AUTORIZADO PARA EJERCER LA PROFESIÓN
EN EL TERRITORIO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA,
DE ACUERDO CON LA LEY 20 DE 1984, SEGÚN MATRÍCULA OTORGADA
POR EL CONSEJO PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, CPIP.

EL USO DE ESTA TARJETA ES PERSONAL E INTRANSFERIBLE.
EN CASO DE EXTRAÑO O PÉRDIDA DAR AVISO INMEDIATO Y POR ESCRITO
A LA SECRETARÍA EJECUTIVA DEL CONSEJO.
BOGOTÁ, D. C.

CONSEJO PROFESIONAL DE
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

FACULTAD DE MINAS

ACTA DE GRADO NUMERO 3898

EL CONSEJO DIRECTIVO DE LA FACULTAD DE MINAS

EN SU SESION DEL DIA 2 DE OCTUBRE DE 1987

ACTA No. 1412 CONSIDERANDO QUE:

JOSE GILDARDO OSORIO GALLEG0

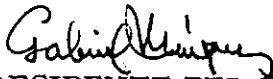
C.C. No. 71.608.947 DE MEDELLIN

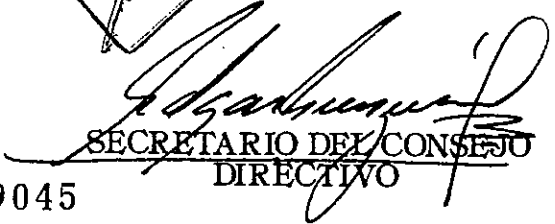
CUMPLIO SATISFACTORIAMENTE TODOS LOS REQUISITOS EXIGIDOS POR LOS
ACUERDOS Y REGLAMENTOS DE LA UNIVERSIDAD, RESUELVE OTORGARLE EL
TITULO DE:

INGENIERO DE PETROLEOS

EN NOMBRE Y REPRESENTACION DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL, Y PREVIO
EL JURAMENTO DE RIGOR, EL DECANO DE LA FACULTAD HIZO ENTREGA DEL
DIPLOMA CORRESPONDIENTE REGISTRADO AL FOLIO No. 874348

EN TESTIMONIO DE LO ANTERIOR SE FIRMA LA PRESENTE ACTA DE GRADO
EN LA CIUDAD DE MEDELLIN A LOS 2 DIAS DEL MES DE OCTUBRE DE 1987


PRESIDENTE DEL CONSEJO
DIRECTIVO


SECRETARIO DEL CONSEJO
DIRECTIVO

No. 0019045

The University of Southwestern Louisiana

Lafayette, Louisiana

has conferred on

Jose Gildardo Osorio

the degree of

Master of Science in Engineering

together with all the rights, privileges and honors appertaining thereto in consideration
of the satisfactory completion of the course prescribed by the Faculty and the

Graduate School

Given under the authority of the Board of Trustees for State Colleges and Universities of Louisiana this
sixteenth day of December, in the year of our Lord One Thousand Nine Hundred and Ninety.

Ray O. Mayhew
Chairman of the Board of Trustees for
State Colleges and Universities



Ray Authement
President

Joan T. Cain
Dean

New Mexico Institute of Mining and Technology

The Regents of the New Mexico Institute of Mining and Technology on the recommendation of its Faculty and by virtue of the authority vested in them by the laws of New Mexico have conferred upon

Jose Gildardo Osorio

the degree of

Doctor of Philosophy in Petroleum Engineering

this ninth day of May, nineteen hundred ninety-eight.

With all the rights, privileges and honors appertaining thereto.



David B. John
Dean of Graduate Studies

Daniel A. Lins
President of the Institute

A TRUE COPY
ATTEST:
Carmen D. Gallegos
Socorro County Clerk
Rebecca E. Rosas
Deputy
LOS ANGELES

STATE OF NEW MEXICO



OFFICE OF THE

SECRETARY OF STATE

CC-4444

NOTARY PUBLIC CERTIFICATION

I, STEPHANIE GONZALES, SECRETARY OF STATE FOR NEW MEXICO, DO HEREBY CERTIFY

THAT

SARA PERRY

IS A QUALIFIED NOTARY PUBLIC IN AND FOR THE STATE OF NEW MEXICO, DULY COMMISSIONED
ON MARCH 23RD, 1998, WITH EXPIRATION DATE OF SAME COMMISSION EFFECTIVE
ON MARCH 23RD, 192002.

I FURTHER CERTIFY THAT RECORDS PERTAINING TO THE APPOINTMENT OF
SARA PERRY

AS AS NOTARY PUBLIC IN THE STATE OF NEW MEXICO,
OFFICE OF THE SECRETARY OF STATE
ARE IN FACT ON FILE IN MY OFFICE. _____



GIVEN UNDER MY HAND AND THE GREAT SEAL OF THE STATE
OF NEW MEXICO, IN THE CITY OF SANTA FE, THE CAPITAL,
ON THIS 15TH DAY OF MAY, 1998 A.D.

Stephanie Gonzales

SECRETARY OF STATE



New Mexico Tech



May 11, 1998

To Whom It May Concern:

This is to certify that the signatures on the diploma of Jose Gildardo Osorio are the signatures of David B. Johnson, Dean of Graduate Studies, and Daniel A. Lopez, President of the Institute. New Mexico Institute of Mining and Technology is also known as "New Mexico Tech."

Sincerely,

A handwritten signature in cursive script, reading "Sara J. Perry".

Sara J. Perry
Notary Public of the State of New Mexico
My commission expires March 23, 2002

**CONSULADO GENERAL DE COLOMBIA
LOS ANGELES**

Los Angeles: OCTUBRE 23-1998

No. 001286

El suscrito Cónsul de Colombia CERTIFICA:

Que el señor STEPHANIE GONZALES
quien autoriza el presente documento, ejercía legalmente, en la fecha allí expresada,
las funciones de SECRETARIA DE ESTADO DE NEW MEXICO
y que la firma y sello que en el documento aparecen como suyos son los que usa
y acostumbra en sus actos oficiales.

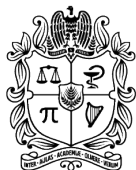
EXENTO DE IMPUESTOS



MANUEL SOLANO

Vice Cónsul

Firma y sello del Cónsul



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

NIT: 899.999.063-3

LA JEFA DE LA DIRECCIÓN DE PERSONAL

CERTIFICA

Que el profesor JOSE GILDARDO OSORIO GALLEGO, identificado con la Cédula de Ciudadanía No. 71,608,947 expedida en Medellín, presta sus servicios en esta institución docente desde el 25 de enero de 1988. Actualmente es Profesor Asociado en dedicación de Catedra 0.4, adscrito al Departamento de Procesos y Energía - Minas de la Facultad de Minas, con asignación básica mensual de \$3,381,203 y bonificación por bienestar de \$61,915.

La vinculación es legal y reglamentaria

La presente certificación se expide en Medellín, a los cinco (5) días del mes de octubre de dos mil dieciocho (2018) a solicitud del interesado.

LILIANA PATIÑO GARCIA

Generado electrónicamente por: jamenesca

Generado el: 05/10/2018 08:38:16

Código único de validación: AMED-iEJAmxA

Este certificado puede ser verificado utilizando el anterior código en la dirección <http://www.unal.edu.co/dnp>



Pluspetrol S.A.

Lima 339

C1073AAG Buenos Aires, Argentina

Tel.: (54-11) 4340-2222

Fax: (54-11) 4340-2215

Certificado de Trabajo

Por medio de la presente certificamos que JOSE GILDARDO OSORIO GALLEGO DNI N° 94952119 CUIL 20-94952119-3 es empleado efectivo de la compañía desde el 01.08.2016, con una antigüedad computada al 15.09.2012, desempeñándose como GEOMECHANIC STUDIES MANAGER.

Se extiende el presente certificado a los 08 días del mes de Octubre de 2018, a pedido del interesado y para ser presentado ante quien corresponda.


Antonella López
SR. PAYROLL ANALYST

CONFIDENCIAL

08 de Octubre de 2018

A QUIEN PUEDA INTERESAR:

Equión Energía Limited (Anteriormente BP Exploration Company Colombia Ltd.) certifica:

NOMBRE DEL EMPLEADO:	JOSE GILDARDO OSORIO GALLEGO
DOCUMENTO DE IDENTIDAD:	CC 71.608.947 de Medellín
FECHA DE INGRESO:	14 de Febrero de 2005
FECHA DE RETIRO:	19 de Junio de 2012
TIPO DE CONTRATO:	Indefinido

Los cargos ocupados por el señor José Gildardo Osorio fueron:

- **Asesor Senior en Geomecánica** 1 de septiembre de 2011 - 19 de junio de 2012.
- **Geomecánico** 1 de abril de 2010 - 31 de agosto de 2011.
- **Ingeniero Senior de Yacimientos** 23 de noviembre de 2007 - 31 de marzo de 2010.
- **Ingeniero de Yacimientos** 14 de Febrero de 2005 - 22 de noviembre de 2007.

La presente certificación se expide a solicitud del interesado.

Cordialmente,



César Augusto Moreno
Líder de Compensación y Beneficios

Si usted desea confirmar esta certificación comuníquese al (1) 4100400 ext. 12129

Montevideo, junio 22 de 2020

Señores

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIERO DE PETRÓLEOS – ACIPET
ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GEÓLOGOS Y GEOFÍSICOS DEL PETRÓLEO
– ACGGP
Bogotá DC.

REF: DECLARACIÓN JURAMENTADA

Apreciados señores,

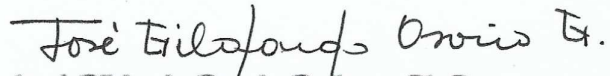
Sirva el presente para hacerles llegar el documento en referencia, el cual respalda el pronunciamiento técnico efectuado.

El SUSCRITO declara bajo juramento que:

- 1) NO me encuentro incurso en las causales de impedimento para actuar como perito en el respectivo proceso, ni en alguna de las causales de exclusión contenidas en el artículo 50 del Código General del Proceso.
- 2) QUE acepto el régimen jurídico de responsabilidad como auxiliares de la justicia.
- 3) QUE tengo los conocimientos necesarios para rendir el dictamen, por cuenta de mi formación y experiencias profesionales.
- 4) QUE he actuado leal y fielmente en el desempeño de mi labor, con objetividad e imparcialidad, tomando en consideración tanto lo que pueda favorecer como lo que sea susceptible de causar perjuicio a cualquiera de las partes.
- 5) QUE se hace señalamiento de los documentos con base en los cuales se rinde este Dictamen.
- 6) QUE en la medida de lo posible, afirmo que todos los fundamentos del documento que adjunto son ciertos y fueron verificados personalmente.
- 7) Los exámenes, métodos, experimentos e investigaciones efectuados NO son diferentes respecto de aquellos que utilizo en el ejercicio regular de mi profesión u oficio, relacionados con la práctica de la ingeniería.
- 8) NO he sido designado en procesos anteriores o en curso por la misma parte o por el mismo apoderado de la parte.

- 9) Adjunto al presente Dictamen, una historia detallada de mi formación y experiencia profesional, a la que anexo los respectivos soportes; junto con una lista de publicaciones, relacionadas con la materia del peritaje, que he realizado en los últimos diez (10) años; y un listado de casos en los que han sido designados como perito o en los que haya participado en la elaboración de un dictamen pericial en los últimos cuatro (4) años.

Respetuosamente,



José Gildardo Osorio Gallego, Ph.D.

C.C. 71.608.947

gildardo.osorio@hotmail.com, gosorio@unal.edu.co

Montevideo. Uruguay

Diego Flórez

Hoja de vida

Matrícula Profesional

Títulos Académicos

Certificaciones Laborales

Declaración Juramentada Ausencia de Conflicto de Intereses

DIEGO FERNANDO FLOREZ ROMERO
Carrera 68 No. 175 – 65 Bogotá, Colombia
Celular +57 3153857964 Email: diegoflorez@alaskaofs.com

PERFIL

Ingeniero Civil con amplia experiencia en cementación y en tratamientos de control de agua para pozos petroleros. Fortalezas en capacitación y desarrollo e implementación de soluciones para el sector de petróleo y gas.

EXPERIENCIA PROFESIONAL

Alaska Energía SAS

Capacitación y consultoría

Bogotá, Colombia

Gerente General

Jul 2019 – Actualidad

- Proveer capacitación y consultoría en cementación y en tratamientos de control de agua
- Desarrollo e implementación de soluciones en cementación y en tratamientos de control de agua

Schlumberger Surenc SA

Compañía multinacional de servicios petroleros

Bogotá, Colombia

Technical Expert Well Integrity Tecnology – Latinoamérica Norte

Jul 2018 – Dic 2018

- Proveer soporte técnico para clientes internos y externos en cementación de pozos de petróleo y gas en Colombia, Perú y Ecuador
- Promover e implementar nuevas tecnologías para intervenir pozos complejos
- Realizar la ingeniería, planeación y seguimiento a la ejecución de trabajos de cementación
- Preparar y realizar entrenamientos a clientes internos y externos
- Participar en el ciclo de ventas con la preparación de propuestas, seguimiento al negocio y relación con clientes

Segment Sales Engineer – Colombia

Dic 2017 – Jun 2018

- Responder a Licitaciones y preparar propuestas técnicas y comerciales
- Establecer y mantener relaciones con clientes a través de CRM
- Preparar proyecciones de ventas, dar seguimiento a ingresos y facturación y analizar la repartición del mercado

ESN (Engineering Support Network) Engineer - Latinoamérica

Oct 2016 – Nov 2017

- Proveer la ingeniería y soporte técnico para trabajos de cementación en las diferentes locaciones de Latinoamérica

Geomarket Technical Sales Engineer – Colombia y Peru

Oct 2014 – Sep 2016

- Proveer soporte técnico para clientes internos y externos en cementación de pozos de petróleo y gas en Colombia y Perú, entre éstos, los pozos en aguas profundas en el caribe colombiano
- Participar en el ciclo de ventas con la preparación de propuestas, seguimiento al negocio y relación con clientes

OFS Servicios SA de CV – Schlumberger México

Compañía multinacional de servicios petroleros

Villahermosa, México

Geomarket Technical Engineer - México y Centroamérica

Ene 2012 - Sep 2014

- Proveer soporte técnico a clientes internos y externos en cementación de pozos de diversos ambientes en locaciones terrestres de México y Centroamérica
- Realizar la ingeniería para la implementación de cemento y gel espumado en locaciones terrestres de México
- Diseñar e implementar tratamientos para Control de Agua y Control de Gas
- Realizar workshops y entrenamientos en cementación y control de agua y de gas para clientes
- Participar en el ciclo de ventas en la preparación de propuestas y relación con clientes

DIEGO FERNANDO FLOREZ ROMERO
Carrera 68 No. 175 – 65 Bogotá, Colombia
Celular +57 3153857964 Email: diegoflorez@alaskaofs.com

District Technical Engineer – México Sur

Nov 2010 – Dic 2011

- Liderazgo técnico para las operaciones de cementación en el Sur de México

Technical Sales Engineer – México Sur

Sep 2007 – Oct 2010

- Diseño y evaluación de trabajos de cementación en el Sur de México
- Coordinador de los servicios de cementación en los proyectos integrales Alianza y Mesozoico

Schlumberger Surency SA

Bogotá, Colombia

Compañía multinacional de servicios petroleros

Ingeniero de Campo de Cementación – Colombia

Sep 2000 – Ago 2007

- Diseño, planeación y ejecución de trabajos de cementación en diferentes campos petroleros de Colombia

EDUCACION

Universidad de Los Andes. Bogotá, Colombia. Ingeniero Civil. Marzo 2000

Cursos:

- Presentations Course. Bogotá. Junio 2018
- Well Services – Bidding Refresher Workshop. Bogotá. Noviembre 2016
- Sales Management – Delivering Improved Result Course. Bogotá. Abril 2016
- Deepwater Advanced Cementing School. Houston, USA. Agosto 2014
- Reservoir Engineering. Houston, USA. Mayo 2013
- Loss Circulation Control School. Paris, Francia. Diciembre 2012
- Basic Logging and Formation Evaluation. Houston, USA. Abril 2012
- Water Management. Villahermosa, México. Octubre 2011
- Sales Seminar for Experienced Professionals. Villahermosa, México. Junio 2011

Publicaciones y conferencias:

- Soluciones con fluidos espumados para la perforación y reparación de pozos con bajo gradiente. Conferencia en las Jornadas Técnicas 2012 en la ciudad de Comalcalco, Tabasco, México. 26 de Octubre de 2012.
- Píldora reactiva para el soporte de tapones de cemento. Congreso Colombiano del Petróleo. Acipet, 2013
- Aislamiento hidráulico en yacimientos no convencionales: Productividad y responsabilidad ambiental. II Cumbre del Petróleo y Gas. Bogotá, Colombia, 2019

INFORMACION ADICIONAL

Idiomas Inglés (Avanzado)

Amplia experiencia en las siguientes áreas:

- Integridad de pozo durante la perforación, producción y abandono final
- Planeación, ingeniería, ejecución y evaluación de operaciones de cementación primaria y remedial en pozos de diversos ambientes como HPHT, LPHT, horizontales, inyección de vapor, geotérmicos, aguas profundas, producción de gas, producción de sal, almacenamiento de gas, crudo pesado y extrapesado, yacimientos naturalmente fracturados y yacimientos no convencionales
- Diseño e implementación de sistemas especiales de cementación como cementos espumados, ligeros, pesados, flexibles, resistentes a CO2 y autorreparables
- Diseño de tratamientos para control de pérdidas de circulación, control de agua y control de gas
- Taponamiento y abandono de pozos de acuerdo con las regulaciones vigentes
- Gerenciamiento de ventas en el sector de petróleo y gas



REPÚBLICA DE COLOMBIA

COPNIA

Consejo Profesional Nacional de Ingeniería

Matrícula Profesional No.
25202-417408 CND

Fecha de Expedición: **01/04/2019**

Nombre:

**DIEGO FERNANDO
FLOREZ ROMERO**

Identificación:

C.C. 79721757

Profesión:

INGENIERO CIVIL

Institución:

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES

SANTAFÉ DE BOGOTÁ D.C.

REPÚBLICA DE COLOMBIA

El Consejo Directivo y el Rector de la Universidad de los Andes

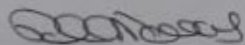
con las debidas autorizaciones legales y teniendo en cuenta que

Diego Fernando Flórez Romero

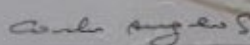
C.C. 79'721.757

ha cumplido con los requisitos académicos exigidos por la Universidad, le otorgan, con los derechos, obligaciones y prerrogativas correspondientes, el presente diploma de

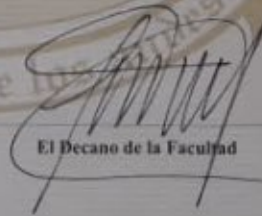
Ingeniero Civil



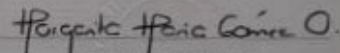
El Presidente del Consejo Directivo



El Rector



El Decano de la Facultad



La Secretaria General

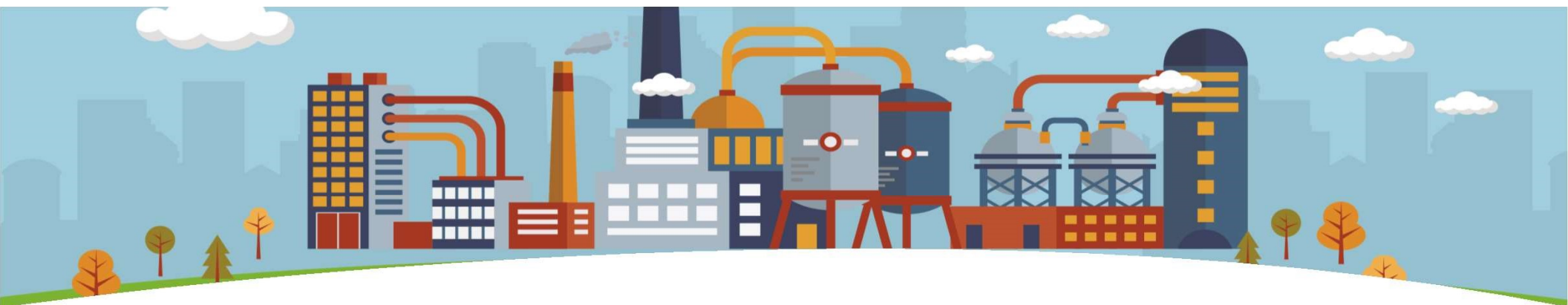
REGISTRADO

LIBRO 11 FOLIO 21

5926

Santafé de Bogotá D.C., 25 de marzo del 2000

P.J. Resolución N° 28 del 23 de febrero del Ministerio de Justicia 1949



TEC-204 Aislamiento hidráulico en yacimientos no convencionales: Productividad y responsabilidad ambiental

Diego Fernando Flórez Romero
diegoflorez@alaskaofs.com



XVIII Congreso Colombiano
de Petróleo y Gas

Oilfield Services Colombia & Perú
Schlumberger Sureco S.A.
Calle 100 No. 13-21 Piso 4
Bogotá D.C., Colombia
Tel. +57 1 219 50 00
Fax. +57 1 219 50 90



Bogotá D.C., 19 de Marzo de 2019

**EL SUSCRITO REPRESENTANTE DE PERSONAL DE LA COMPAÑÍA
SCHLUMBERGER SURENCO S.A.**

HACE CONSTAR

Que Diego Florez identificado(a) con Cédula de ciudadanía No. 79721757 laboró en esta Compañía desde Octubre 3, 2014 hasta Diciembre 27, 2018, al momento de su retiro desempeñaba el cargo de Technical Expert - WIT.

Diego Florez tenía un contrato a término indefinido.

Se expide la presente en el lugar y fecha arriba indicados.

Cordialmente,

**Martha Cecilia Jaramillo R.
Representante de Personal
Colombia**

Esta certificación ha sido impresa por el interesado desde la página de Internet administrada por el Departamento de Recursos Humanos de la Compañía Schlumberger Sureco S.A. Para la confirmación de esta certificación, debe comunicarse con el equipo de nómina a los teléfonos +571 6672357, +57 6672304, +57 6672314 de lunes a viernes de 11:00 a.m. a 12 m.

Schlumberger Private
Schlumberger-Private

Clarendon House
2 Church Street
Hamilton HM 11
Bermuda

Schlumberger

19 de Marzo de 2019

A quien corresponda,

Por medio de la presente confirmamos que Diego Florez, GIN 01210384, de nacionalidad Colombiana, fue empleado del Grupo Schlumberger desde 01 de Septiembre de 2007 hasta 02 de Octubre de 2014 bajo el contrato de International Mobile con Schlumberger Global Resources Limited como "GeoMarket Technical Sales Engineer".

Constancia que se expide a solicitud de la parte interesada, en Bermuda el 19 de Marzo de 2019.

Atentamente,



Sarat Reilly
Director

Oilfield Services Colombia & Perú
Schlumberger Sureco S.A.
Calle 100 No. 13-21 Piso 4
Bogotá D.C., Colombia
Tel. +57 1 219 50 00
Fax. +57 1 219 50 90



Bogotá D.C., 19 de Marzo de 2019

**EL SUSCRITO REPRESENTANTE DE PERSONAL DE LA COMPAÑÍA
SCHLUMBERGER SURENCO S.A.**

HACE CONSTAR

Que Diego Florez identificado(a) con Cédula de ciudadanía No. 79721757 laboró en esta Compañía desde Septiembre 8, 2000 hasta Septiembre 9, 2007, al momento de su retiro desempeñaba el cargo de General Field Engineer.

Diego Florez tenía un contrato a término indefinido.

Se expide la presente en el lugar y fecha arriba indicados.

Cordialmente,

**Martha Cecilia Jaramillo R.
Representante de Personal
Colombia**

Esta certificación ha sido impresa por el interesado desde la página de Internet administrada por el Departamento de Recursos Humanos de la Compañía Schlumberger Sureco S.A. Para la confirmación de esta certificación, debe comunicarse con el equipo de nómina a los teléfonos +571 6672357, +57 6672304, +57 6672314 de lunes a viernes de 11:00 a.m. a 12 m.

Schlumberger Private
Schlumberger-Private

Bogotá DC, julio 13 de 2020

Señores

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIERO DE PETRÓLEOS – ACIPET
ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GEÓLOGOS Y GEOFÍSICOS DEL PETRÓLEO
– ACGGP
Bogotá DC.

REF: DECLARACIÓN JURAMENTADA

Apreciados señores,

Sirva el presente para hacerles llegar el documento en referencia, el cual respalda el pronunciamiento técnico efectuado.

El SUSCRITO declara bajo juramento que:

- 1) NO me encuentro incurso en las causales de impedimento para actuar como perito en el respectivo proceso, ni en alguna de las causales de exclusión contenidas en el artículo 50 del Código General del Proceso.
- 2) QUE acepto el régimen jurídico de responsabilidad como auxiliares de la justicia.
- 3) QUE tengo los conocimientos necesarios para rendir el dictamen, por cuenta de mi formación y experiencias profesionales.
- 4) QUE he actuado leal y fielmente en el desempeño de mi labor, con objetividad e imparcialidad, tomando en consideración tanto lo que pueda favorecer como lo que sea susceptible de causar perjuicio a cualquiera de las partes.
- 5) QUE se hace señalamiento de los documentos con base en los cuales se rinde este Dictamen.
- 6) QUE en la medida de lo posible, afirmo que todos los fundamentos del documento que adjunto son ciertos y fueron verificados personalmente.
- 7) Los exámenes, métodos, experimentos e investigaciones efectuados NO son diferentes respecto de aquellos que utilizo en el ejercicio regular de mi profesión u oficio, relacionados con la práctica de la ingeniería.
- 8) NO he sido designado en procesos anteriores o en curso por la misma parte o por el mismo apoderado de la parte.
- 9) Adjunto al presente Dictamen, una historia detallada de mi formación y experiencia profesional, a la que anexo los respectivos soportes; junto con

una lista de publicaciones, relacionadas con la materia del peritaje, que he realizado en los últimos diez (10) años; y un listado de casos en los que han sido designados como perito o en los que haya participado en la elaboración de un dictamen pericial en los últimos cuatro (4) años.

Respetuosamente,



Diego Fernando Florez Romero
CC. 79721757
diegoflorez@alaskaofs.com
Bogotá DC

Anexos

Curriculum
Publicaciones

María José Nieto

Hoja de vida

Matrícula Profesional

Títulos Académicos

Certificaciones Laborales

Declaración Juramentada Ausencia de Conflicto de Intereses

MARÍA JOSÉ NIETO M.Sc.

GEÓLOGA- M.P. 2568

CC: 52'417.055

Cel: 313 -2085898

e-mail: nieto.mariajose@gmail.com

Perfil Profesional

Geóloga y Magíster en Geografía Humana. Investigadora en Ecología Política, Historia Ambiental y Cambio de Paisaje. Administración e Implementación de Sistemas de Información Geográfica, Percepción Remota y Dinámica Costera. Analista QA/QC en geoquímica exploratoria para metales base.

CUALIDADES PROFESIONALES: HABILIDAD PARA LA LABOR INVESTIGATIVA, EL ANÁLISIS DE DISCURSO ALREDEDOR DE LOS RECURSOS NATURALES Y EL MEDIO AMBIENTE. EXPERIENCIA EN ESPACIALIZACIÓN Y ANÁLISIS DE FENÓMENOS SOCIALES, ASÍ COMO EN EL MANEJO DE FUENTES DOCUMENTALES Y ARCHIVÍSTICAS DE DIVERSA ÍNDOLE. EXPERTICIA EN LOS PROCESOS DE ORGANIZACIÓN, PRESERVACIÓN Y ESTANDARIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN, Y EN LA IMPLEMENTACIÓN DE METODOLOGÍAS, TÉCNICAS Y PROCESOS NOVEDOSOS. COMPROMISO CON LA INVESTIGACIÓN.

Experiencia Laboral

Minera Cobre de Colombia S.A.S., Bogotá.

COORDINADORA DEL SISTEMA DE INFORMACION GEOGRAFICA Y DE BASES DE DATOS. Dirección del Área de Sistemas de Información Geográfica. Administración y manejo de las Bases de Datos Geoquímicas. Elaboración y audición de los estándares y protocolos de adquisición, manejo y preservación de la información, procedimientos de control de calidad y de seguridad de los datos.

Bogotá, Mayo de 2010 a la fecha.

Universidad de los Andes, Bogotá.

ASISTENTE GRADUADA. Materia: Historia y Filosofía de la Ciencia, dictada por el profesor Camilo Quintero.

Bogotá, Febrero – Mayo de 2010.

AngloGold Ashanti Colombia, Bogotá.

GEOLOGA GIS (Sistemas de Información Geográfica). Coordinación del proceso de digitalización y georreferenciación de información analógica en geología y geoquímica. Elaboración y audición de los estándares y protocolos de adquisición, manejo y preservación de la información, procedimientos de control de calidad y de seguridad de los datos.

Bogotá, Julio de 2009 – Enero de 2010.

Cordillera Exploraciones Mineras S.A., Bogotá.

ADMINISTRADORA DEL SISTEMA DE INFORMACION GEOGRAFICA Y DE BASES DE DATOS. manejo y preservación de la información, procedimientos de control de calidad y Dirección del Área de Sistemas de Información Geográfica. Administración y manejo de las Bases de Datos Geoquímicas. Elaboración y audición de los estándares y protocolos de adquisición de seguridad de los datos. Personas a cargo: 4.
Bogotá, Noviembre de 2007 – Marzo de 2009.

Sociedad Kedahda, Bogotá.

MIEMBRO DEL ÁREA DE SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG). Trabajo y manejo de información espacial. Procesamiento e interpretación de imágenes remotas (aerofotografías, imágenes satelitales espectrales y de radar). Utilización de tecnologías multiespectral.
Bogotá, Febrero de 2006 – Noviembre de 2007.

Colegio Tilatá, La Calera

PROFESORA DE CIENCIAS, PARA LOS GRADOS 1º, 2º Y 3º, implementando la metodología “Little Scientists”.
La Calera (Cundinamarca), Agosto de 2005 – Febrero de 2006.

Universidad Nacional de Colombia, Sede San Andrés Isla.

CONTRATISTA INVESTIGADORA. Elaboración de la cartografía geomorfológica y de usos del suelo de la franja litoral comprendida entre puerto escondido (Córdoba) y el Cabo de la Vela (Guajira). Interpretación y procesamiento de imágenes Landsat ETM+ del sector correspondiente, y verificación de campo. Generación de una metodología orientada a la detección de fenómenos antrópicos en imágenes multiespectrales.
San Andrés Isla, Bogotá y varios municipios de la Costa Caribe Colombiana, Diciembre de 2004 - Julio de 2005.

Universidad Nacional de Colombia, Sede Bogotá.

MONITORA ACADÉMICA. Elaboración del archivo cartográfico y patrimonial de la mapoteca del Departamento de Geociencias, Facultad de Ciencias.
Bogotá, Agosto – Diciembre 2002

Información Académica

Universidad de los Andes.

MAGÍSTER EN GEOGRAFÍA. Bogotá, 2009 – 2012

-Beca Caldas, Universidad de los Andes. Beca completa de escolaridad, semestre II de 2009 - semestre I de 2011.

-Beca del Centro de Estudios Sociales, Universidad de los Andes (CESO) - Mejor proyecto de grado en maestrías. Semestre I de 2010.

-Tesis de Grado titulada “El Nuevo Delta del Río Turbo. Colonización, Cambio de Paisaje y Dinámica Costera en el Urabá Antioqueño”, dirigida por el profesor Andrés Guhl Corpas, utilizando como metodologías de análisis la historia ambiental y la ecología política.

Universidad Nacional de Colombia

GEÓLOGA. Bogotá, 1997 – 2004

-Trabajo de Grado titulado “Estudio Morfodinámico del Delta del Río Atrato, Golfo de Urabá, a partir de cartografía histórica y percepción remota”, realizado con el apoyo del Instituto de Investigaciones Geológico-Mineras, Ambientales y Nucleares (Ingeominas). Este estudio estuvo dirigido por el profesor Kim Robertson de la Universidad Nacional y el geólogo Hugo Forero del Servicio Geológico Colombiano.

Nuevo Gimnasio

BACHILLER ACADÉMICO. Bogotá, 1995

Distinciones y Premios

-**Beca Caldas, Universidad de los Andes.** Beca completa de escolaridad, semestre II de 2009 - semestre I de 2011.

-**Beca del Centro de Estudios Sociales, Universidad de los Andes (CESO) - Mejor proyecto de grado en maestrías.** Semestre I de 2010.

-**Matrícula de Honor,** Facultad de Ciencias, Universidad Nacional de Colombia, 2002.

-**Matrícula de Honor,** Facultad de Ciencias, Universidad Nacional de Colombia, 2001.

-**Matrícula de Honor,** Facultad de Ciencias, Universidad Nacional de Colombia, 2000.

Conferencias y Charlas Dictadas

Cuarentena con Geociencias. Espacio Conjunto de la Sociedad Colombiana de Geología, Universidad Nacional y la Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. “Discurso Verde y Marginalización Social: La Ecología Política Como Herramienta de Análisis de las Gobernanzas Ambientales”. Charla. Santa Marta, agosto 16 de 2019.
https://www.youtube.com/watch?v=NPq3RhZ_WqE&t=145s

XVII Congreso Colombiano de Geología. “Conservacionismo y Marginalización Social: una Mirada desde la Ecología Política”. Charla. Santa Marta, agosto 16 de 2019.

Coloquio del Departamento de Geociencias, Universidad del Norte. “La Aparición del Delta del río Turbo: Historia Ambiental y Ecología Política en el Urabá Antioqueño”. Charla. Barranquilla, noviembre de 2018.

XVI Congreso Colombiano de Geología. "Historia Ambiental y Ecología Política de un Cambio Ambiental en el Urabá Antioqueño, Colombia". Charla. Santa Marta, agosto 30 de 2017.

Coloquio del Departamento de Geociencias, Universidad de los Andes. "La Aparición del Delta del río Turbo: Historia Ambiental y Ecología Política en el Urabá Antioqueño". Conferencia. Bogotá, abril 6 de 2015.

Biblioteca del Banco de la República, Manizales y Pereira. "Musa del paraíso: banano, colonización y cambios costeros en el Urabá Antioqueño". Conferencia. Octubre de 2012.

Sesión Especial del Club de Mapas. Biblioteca Luis Ángel Arango. "Del Mapa a la Realidad: La Re-creación de la Naturaleza Desde la Cartografía y su Efecto en los Cambios de Paisaje". Conferencia. Bogotá, julio 27 de 2012.

Simposio Latinoamericano de Historia Ambiental y del Caribe (SOLCHA). "El Banano de Urabá: del mapa a la realidad. La Re-creación de la Naturaleza a Partir de la Cartografía Histórica". Ponencia. Villa de Leyva, junio 8 de 2012.

Idiomas

Español: Nativo

Inglés: Avanzado

Referencias

Hamyr Eduardo González. Presidente Minera Cobre de Colombia S.A.S., Bogotá. Tel: (571) 6-420528

Carlos Molinares. Geofísico de Exploración, Occidental de Colombia, Bogotá. Tel: (57) 317 5146392

Alejandro Beltrán. Profesor Asociado, Departamento de Geociencias, Universidad Eafit, Medellín. Tel: (57) 321 9779741



CONSEJO PROFESIONAL
DE GEOLOGIA

MATRICULA PROFESIONAL 2568

MARIA JOSE

NIETO OLIVEROS

C.C. 52.417.055 BOGOTA D.C.

Sangre: A

Rh: +



Michel Hernán

PRESIDENTE DEL CONSEJO

M. Nieto

FIRMA DEL GEOLOGO

Este carné es personal e intransferible y se expide de conformidad con la Ley 9a. de Septiembre de 1974.

El Consejo Profesional de Geología solicita a las autoridades y a la ciudadanía prestar su colaboración al Geólogo portador del presente carné para el cumplimiento de sus labores.

En caso de encontrar este carné, agradecemos devolverlo a la siguiente dirección:

INGEOMINAS: Diagonal 53 No. 34-53 Oficina 110

Tel/Fax: 2210151 ó 2200078

Bogotá, D.C., Colombia.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
FACULTAD DE
Ciencias

ACTA DE GRADO NÚMERO 1206

El Consejo de Facultad en su sesión del día **11** de **Nov.** de 2004 Acta No. **39**

CONSIDERANDO QUE:

Maria José Nieto Oliveros

C.C. No. **52.417.055** Bogotá

Cumplió satisfactoriamente con los requisitos exigidos por los Acuerdos y Reglamentos de la Universidad resuelve otorgarle el título de

Geóloga

En nombre y representación de la Universidad Nacional de Colombia y de la República de Colombia y previo al juramento de rigor, el Decano de la Facultad hizo entrega del Diploma Número **0081318** registrado en el Folio No. **50** del Libro **2**

En testimonio de lo anterior se firma la presente Acta de Grado en la ciudad de **Bogotá** a los **9** días del mes de **Diciembre** de 2004

Presidencia
Consejo de Facultad

Secretaría
Consejo de Facultad



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
SEDE BOGOTÁ

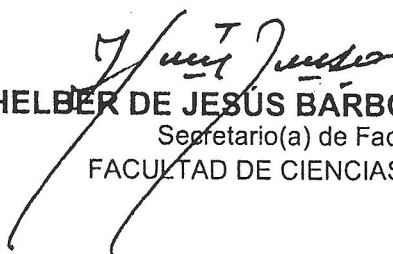
EL SECRETARIO DE FACULTAD

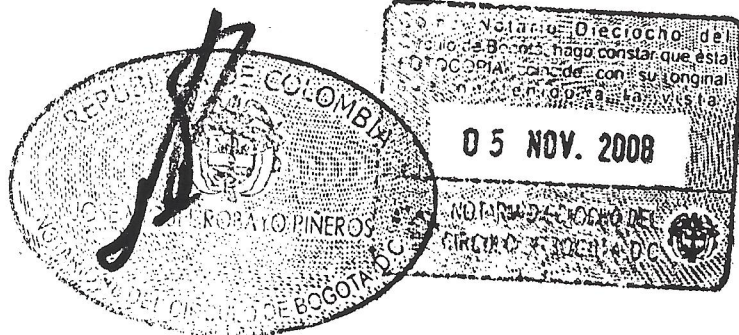
CERTIFICA :

Que MARIA JOSE NIETO OLIVEROS, quien se identifica con Cédula No. 52417055, obtuvo Matrícula de Honor y exención de pago de matrícula en los siguientes períodos académicos por obtener el mejor promedio académico entre los estudiantes del Programa Curricular de GEOLOGIA:

PERIODO ACADÉMICO	PROMEDIO OBTENIDO
PRIMER SEMESTRE DE 2002	4.0
SEGUNDO SEMESTRE DE 2002	4.5

Se expide este certificado a solicitud del interesado(a) en la ciudad de Bogotá D.C., a los catorce (14) días del mes de octubre del año dos mil ocho (2008).


HELBER DE JESÚS BARBOSA BARBOSA
Secretario(a) de Facultad
FACULTAD DE CIENCIAS BOGOTÁ



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES

BOGOTÁ D.C.
REPÚBLICA DE COLOMBIA

El Consejo Superior y el Rector de la Universidad de los Andes
con las debidas autorizaciones legales y teniendo en cuenta que

María José Nieto Oliveros

C. C. 52.417.055

ha cumplido con los requisitos académicos exigidos por la Universidad, le otorgan, con
los derechos y obligaciones correspondientes, el diploma de

Magíster en Geografía

Diego Pizano Salazar
El Presidente del Consejo Superior

[Signature]
El Rector

[Signature]
El Decano de la Facultad

[Signature]
La Secretaria General

REGISTRADO
LIBRO 14 FOLIO 32

Bogotá D.C., 31 de agosto de 2012
P.J. Resolución No. 28 del 23 de febrero de 1949 del Ministerio de Justicia

54673
THOMAS DRUG & SON

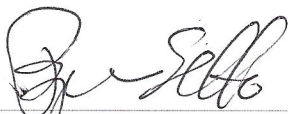
EL COMITÉ ORGANIZADOR DEL FORO INTERNACIONAL

CARTOGRAFÍA PARTICIPATIVA Y DERECHOS AL TERRITORIO Y LOS RECURSOS

REALIZADO EN LA UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, BOGOTÁ,
LOS DÍAS 1 Y 2 DE JUNIO DE 2011

certifica la asistencia de

Maria Jose Nieto



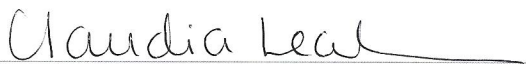
BJØRN SLETTØ

*Profesor, Programa de Planificación Comunitaria y Regional
La Escuela de Arquitectura
Universidad de Texas en Austin*



DEBORAH BARRY

Derechos y Recursos Internacional



CLAUDIA LEAL

*Directora, Maestría en Geografía, Departamento de Historia
Universidad de los Andes*



Foro Internacional patrocinado por la Iniciativa para los Derechos y Recursos Internacional (RRI) con la colaboración del Instituto de Estudios Latinoamericanos de la Universidad de Texas (LLILAS), La Escuela de Arquitectura de la Universidad de Texas en Austin y la Facultad de Ciencias Sociales de la Universidad de los Andes, Bogotá

LA SUSCRITA DIRECTORA DE LA OFICINA DE ADMISIONES Y REGISTRO DE LA
UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
APROBADA POR RESOLUCIÓN No. 28 DE FEBRERO 23 DE 1949

Expide copia de lo pertinente de la siguiente Acta de Grado:

Acta de Grado No. 867-2012 Libro 14 -Folio 32 del 31 de agosto de 2012:

En Bogotá, a 31 de agosto de 2012, se reunieron en el Auditorio Mario Laserna, el doctor PABLO NAVAS SANZ DE SANTAMARIA, Rector de la Universidad; el doctor LUIS BERNAL CRESPO, Decano (E) de la Facultad de Administración; el doctor CARLOS HERNANDO MONTENEGRO ESCOBAR, Decano de la Facultad de Ciencias; el doctor ALEJANDRO GAVIRIA URIBE, Decano de la Facultad de Economía; el doctor HUGO FAZIO VENGOA, Decano de la Facultad de Ciencias Sociales; la doctora CLAUDIA MONTILLA VARGAS, Decana de la Facultad de Artes y Humanidades; la doctora JUNY MONTOYA VARGAS, Directora del Centro de Investigación y Formación en Educación – CIFE; la doctora MARIA TERESA TOBON RUBIO, Secretaria General; la doctora CLEMENCIA NIETO GUZMAN, Directora de Admisiones y Registro y la Doctora JUANA MARGARITA LOPERA DONCEL, Jefe de Registro, con el objeto de hacer entrega de los diplomas a los graduandos que cumplieron con los requisitos reglamentarios exigidos por la Universidad para obtener el título correspondiente.

“(…)*****MAGISTER EN GEOGRAFIA*****

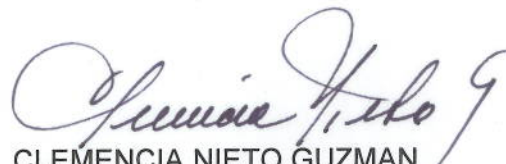
REGISTRADO EN EL SISTEMA NACIONAL DE INFORMACION DE LA EDUCACION SUPERIOR - SNIES –
BAJO EL CODIGO 53332

46111. María José Nieto Oliveros C. C. 52.417.055 (...).

FIRMADA

PABLO NAVAS SANZ DE SANTAMARIA - Rector

MARIA TERESA TOBON RUBIO - Secretaria General (...)



CLEMENCIA NIETO GUZMAN
Directora
Oficina de Admisiones y Registro

Bogotá, 31 de agosto de 2012
Claudia R.

Dirección de Admisiones y Registro

Carrera 1 No. 18A -70 Bogotá, Colombia Tels.: [571] 3394949 – 3394999 Exts.: 2210 - 2216 Fax: [571] 3324469 Apartado aéreo: 4976
<http://admisiones.uniandes.edu.co> - admreg@uniandes.edu.co
Nit. 860.007.386-1

Bogotá D.C., 27 de mayo de 2020

Señores

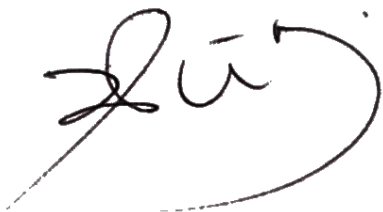
Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo

Ciudad

Cordial saludo,

MINERA COBRE DE COLOMBIA S.A.S. certifica que MARÍA JOSÉ NIETO OLIVEROS, identificada con cédula de ciudadanía número 52.417.055 de Bogotá D.C., se encuentra vinculada en nuestra compañía con contrato a término indefinido desde el 18 de mayo de 2010, desempeñando el cargo de Coordinadora GIS y Base de Datos, con una asignación salarial mensual de doce millones ciento ochenta y siete mil pesos M/CTE (\$12.187.000).

Atentamente,



VIVIAN ANDREA MORALES AMORTEGUI

Directora de Proyectos

MINERA COBRE DE COLOMBIA S.A.S.

NIT. 900.880.162-4

Bogotá, 4 de agosto de 2015

ASUNTO: Certificación Laboral

En mi calidad de Liquidador de **CORDILLERA EXPLORACIONES MINERAS S.A.** (sociedad liquidada el 5 de noviembre de 2013), con base en la información que reposa en los libros y archivos de dicha sociedad, certifico que la Sra. **MARIA JOSÉ NIETO OLIVEROS** identificada con C.C. **52.417.055** de Bogotá, laboró para CORDILLERA EXPLORACIONES MINERAS S.A. entre el 1° de noviembre de 2007 hasta el 28 de febrero de 2009 desempeñando el cargo de Administradora del Sistema de Información Geográfico.

Dentro de las labores desempeñadas por la señora Nieto están la coordinación y ejecución de actividades y procesos relacionados con la administración de información espacial como:

- Verificar el uso apropiado de los estándares y nomenclaturas establecidos para los procesos de incorporación de la información, como el escaneo y edición de archivos raster; la digitalización, edición y elaboración de mapas destinados a las labores de exploración y producto de las mismas; y, la georreferenciación de imágenes, fotografías aéreas y mapas elaborados en campo. Hacer parte de la realización de estas actividades.
- Realizar el tratamiento y análisis de imágenes remotas, así como de información espectral, para su uso en exploración.
- Ejecutar el análisis y procesamiento de la información generada en el proceso de exploración, como apoyo a los geólogos de campo.
- Recibir y archivar la información recolectada y producida en campo, como mapas y ocurrencias reportadas, del Jefe de Proyecto encargado.
- Procesar y archivar los reportes e informes de campo y perforación.

El tipo de contrato celebrado con la señora Nieto fue un contrato a término fijo a un año que cambió a término indefinido el 30 de septiembre de 2008, con fecha de terminación el día 28 de febrero de 2009. Su última asignación salarial fue de cinco millones de pesos (\$5.000.000) moneda corriente.

La presente se expide a solicitud de la interesada a los 4 días del mes de agosto de 2015.

Atentamente,



Hamyr Eduardo González Morales

Liquidador CORDILLERA EXPLORACIONES MINERAS S.A.

Carrera 14 No 85-68 Oficina 605, Bogotá Tel: 6420528 Fax: 6420532



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

EL DIRECTOR DE LA SEDE Y EL INTERVENTOR DEL CONTRATO

HACEN CONSTAR:

Que la Señora MARIA JOSE NIETO OLIVARES, identificada con la cédula de ciudadanía No.52.417.055 , celebró con la Universidad Nacional de Colombia la orden contractual que se relaciona a continuación:

ODS No.123 de fecha NOVIEMBRE 29 DE 2004

FECHA DE INICIO: NOVIEMBRE 29 DE 2004

FECHA DE TERMINACIÓN: MAYO 28 DE 2005

OBJETO GENERAL: PRESTACION DE SERVICIOS PROFESIONALES A LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA EN MARCO DEL PROGRAMA DE ZONAS COSTERAS EN CALIDAD DE COLABORADOR DE INVESTIGACION.

VALOR TOTAL: SIETE MILLONES DOSCIENTOS MIL PESOS (\$7.200.000) M.CTE.

La presente constancia se expide a solicitud del interesado, en la ciudad de San Andrés Islas a los 19 días del mes de Enero del año 2009


JOSE E. MANCERA PINEDA
DIRECTOR
TEL.5133390 Ext.12
jemancerap@unal.edu.co


FRANCISCO AVELLA ESQUIVEL
INTERVENTOR
TEL.5133390 Ext.21
fjavellae@unal.edu.co

Bogotá, mayo 30 de 2020

Señores

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIERO DE PETRÓLEOS – ACIPET
ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GEÓLOGOS Y GEOFÍSICOS DEL PETRÓLEO
– ACGGP
Bogotá DC.

REF: DECLARACIÓN JURAMENTADA

Apreciados señores,

Sirva el presente para hacerles llegar el documento en referencia, el cual respalda el pronunciamiento técnico efectuado.

El SUSCRITO declara bajo juramento que:

- 1) NO me encuentro incurso en las causales de impedimento para actuar como perito en el respectivo proceso, ni en alguna de las causales de exclusión contenidas en el artículo 50 del Código General del Proceso.
- 2) QUE acepto el régimen jurídico de responsabilidad como auxiliares de la justicia.
- 3) QUE tengo los conocimientos necesarios para rendir el dictamen, por cuenta de mi formación y experiencias profesionales.
- 4) QUE he actuado leal y fielmente en el desempeño de mi labor, con objetividad e imparcialidad, tomando en consideración tanto lo que pueda favorecer como lo que sea susceptible de causar perjuicio a cualquiera de las partes.
- 5) QUE se hace señalamiento de los documentos con base en los cuales se rinde este Dictamen.
- 6) QUE en la medida de lo posible, afirmo que todos los fundamentos del documento que adjunto son ciertos y fueron verificados personalmente.
- 7) Los exámenes, métodos, experimentos e investigaciones efectuados NO son diferentes respecto de aquellos que utilizo en el ejercicio regular de mi profesión u oficio, relacionados con la práctica de la ingeniería.
- 8) NO he sido designado en procesos anteriores o en curso por la misma parte o por el mismo apoderado de la parte.
- 9) Adjunto al presente Dictamen, una historia detallada de mi formación y experiencia profesional, a la que anexo los respectivos soportes; junto con

una lista de publicaciones, relacionadas con la materia del peritaje, que he realizado en los últimos diez (10) años; y un listado de casos en los que han sido designados como perito o en los que haya participado en la elaboración de un dictamen pericial en los últimos cuatro (4) años.

Respetuosamente,

A handwritten signature in black ink, consisting of a series of loops and curves, representing the name María José Nieto Oliveros.

María José Nieto Oliveros
CC: 52'417.055
nieto.mariajose@gmail.com
Bogotá

Carlos Macellari

Hoja de vida

Títulos Académicos

Certificaciones Laborales

Declaración Juramentada Ausencia de Conflicto de Intereses

CARLOS E. MACELLARI

Calle Sandoval 20, P.4, 28010, Madrid, España

carlosmacellari@yahoo.com

+34 686 465 765 (España)

+ 54 9 11 313 06127 (Argentina)

Aspectos Destacados

- **Vaca Muerta – Argentina y Cuenca de Los Llanos, Colombia.** Dirigió el equipo de subsuelo que en dos años logro transformar el Proyecto Fortín de Piedra en el mayor productor de gas de la Argentina. Descubrimiento de mas de 60 MM bbls de petróleo en la Cuenca de Los Llanos, Colombia.
- **Creación y desarrollo de la Dirección Global de Geología en Repsol.** Este equipo fue el pilar técnico para el descubrimiento de mas de 2.5 Billones de bbls de petróleo en áreas tales como Libia, Argelia, Pre-Salino de Brasil, Golfo de México, Venezuela y Perú entre otros. Coordinación de las actividades exploratorias con una inversión de aproximadamente 600 MMUS\$ anuales. Lideró la campana de exploración en Aguas Profundas para la Compañía, coordinando el manejo de varios equipos de perforación (barcos y plataformas), habiendo garantizado la utilización continua de los equipos durante cinco años.
- **Contribución al desarrollo de Hocol como una compañía líder en la Exploración de Colombia.** Diseño y liderazgo de una exitosa campaña exploratoria que resulto en múltiples descubrimientos. Desarrollo del departamento de Nuevos Negocios con una estrategia de crecimiento que resultó en la firma de numerosos contratos en Colombia, y la construcción de un Portafolio Exploratorio balanceado. Inició la expansión de Hocol en otros países andinos.
- **Dirección de una actividad de desarrollo de gran impacto en Venezuela con Benton Oil and Gas.** Se logró el desarrollo y mantenimiento de altas tasas de producción (alrededor de 35.000 bopd) en tres campos maduros. Negociación exitosa de numerosos aspectos operaciones con el gobierno venezolano. Identificación oportunidades de crecimiento que fueron posteriormente concretadas y permitieron la expansión de los activos en Venezuela.
- **Creación y Desarrollo de la Journal of South American Earth Sciences,** actualmente la publicación mas prestigiosa en Ciencias de la Tierra en Latino América.

Actividades Profesionales

- 2020 – Presente- **Director Ejecutivo, Andes Energy Consulting, Madrid, Buenos Aires.**
- 2013 to 2020 –**Director de Exploración y Desarrollo – Tecpetrol, Houston - Buenos Aires.** Dirigió un grupo de 85 profesionales, responsables por las actividades globales de Exploración y Desarrollo de campos con una producción total de 150.000 boed. Las actividades incluyeron el Desarrollo de campos maduros en Ecuador, Argentina y México, al igual que exploración "near field" y de frontera en Latinoamérica. Dirección de los equipos de reservorios de todos los bloques no convencionales de la Compañía en la Argentina, incluyendo las actividades en el Bloque Fortín de Piedra.
- 2005 to 2012 – **Director de Geología – Repsol YPF, Madrid.** Condujo un grupo de 70 profesionales que proveían el soporte técnico de las actividades mundiales exploratorias de la compañía. Las áreas de responsabilidad incluían Operaciones Geológicas (aprobación y seguimiento de los aspectos geológicos de las actividades de perforación de aproximadamente 30 pozos exploratorios por año, con un presupuesto

de mas de 600 MMUS\$ anuales), Estudios Regionales de la compañía, al igual que la gerencia de Especialistas Geológicos. Creo un grupo de Quality Assurance para garantizar la integridad técnica de todos los proyectos. Coordinó una campaña agresiva de exploración en Aguas Profundas, con actividades en el Golfo de México, Oeste de África, Mediterráneo, Pre-Salino de Brasil, Guayanas y cuencas del Caribe.

- 1999 to 2005– **Vice-Presidente Exploración, Desarrollo de Negocios, IT y Activos Venezolanos. Miembro del Strategic Team - Hocol S.A. - Maurel and Prom.** Responsable de las actividades de Exploración y Desarrollo de Negocios de la compañía en Colombia y Latinoamérica. Como uno de los cuatro miembros del Management Team fue responsable por la dirección estratégica de la Compañía y co-responsable de los resultados de negocio. Las responsabilidades incluían la expansión de Hocol en la Región Andina fundamentalmente a través de la adquisición de nuevos activos. Dirigía un grupo multidisciplinario de 61 profesionales.
- 1998 - 1999 - **Gerente General de Exploración y Desarrollo - Benton Oil & Gas Co,** Carpintería, CA, USA. Conducción de las actividades globales de Exploración y Desarrollo de la compañía en Rusia, Venezuela, EE.UU, Jordania, Senegal y China. Responsable por la integridad técnica de los proyectos y por su ejecución.
- 1997 - 1998 – **Gerente General, Latin America - Benton Oil & Gas Co. y Director, Benton-Vinccler.** Conducción de las actividades de la compañía en Sudamérica, incluyendo la exitosa operación de la Unidad Monagas Sur (35,000 bopd) y los intereses de Benton en un extenso bloque exploratorio en el Delta del Orinoco.
- 1996 - 1997 – **Coordinador de Exploración, Latinoamérica - Enron Oil & Gas International.** Coordinación de las actividades exploratorias en Latinoamérica.
- 1992 - 1996 – **Interprete Senior (NAM- Shell)** – Interpretación de sísmica 3D / generación y mapeo de prospectos; realización de estudios regionales y evaluación de plays basados en datos 3D. Identificación y mapeo de nuevos plays.
- 1988 - 1992 - **Geólogo Senior,** Pecten International (Shell Oil) - Actividades Exploratorias en la mayoría de los países de Latinoamérica.
- 1984 - 1988 - **Research Associate Professor** - Earth Sciences and Resources Institute, University of South Carolina.

Otras Actividades Profesionales

2017 - 2020	Profesor invitado – Universidad de La Plata, Argentina
2014	Vice Presidente - Instituto Argentino del Petróleo – Houston.
2003	Presidente. VIII Simposio Bolivariano, Cartagena Colombia.
1986-94	Fundador y Editor Ejecutivo, Journal of South American Earth Sciences (Pergamon Press/Elsevier).

Educación

1984 PhD - Geología, The Ohio State University. Disertación: *Late Cretaceous Stratigraphy, Sedimentology and Macropaleontology of Seymour Island (Antarctic Peninsula).*

1981 MSc -- Geología, The Ohio State University. Tesis: *Late Cenozoic Deposits of the Táchira Depression and the Tectonic Evolution of the Southern Venezuelan Andes.*

1976 Licenciado en Geología. Universidad Nacional de La Plata, Argentina.

Premios y Distinciones

- 2019 Orador invitado – Discovery Thinking – AAPG ACE, San Antonio
- 2018 Orador invitado – Super Basins Conference – The Neuquén SB – Houston
- 2016 Orador Invitado – Shale Day – Vaca Muerta – Houston
- 2013 Orador invitado sobre Argentina en la convención de AAPG en Cartagena, Colombia.
- 2013 Presidente de la Convención de AAPG sobre el Mediterráneo. Barcelona, España.
- 2011 Coordinador internacional del Tema “Emerging Frontiers” en la Convención Anual de AAPG en Long Beach, California.
- 2011 Orador invitado, International Forum, NAPE, Houston
- 2010 Orador invitado especial, Almuerzo de la Convención Anual de la SEG, Denver.
- 2009 Mejor Presentación Oral – X Simposio Bolivariano, Cartagena, Colombia
- 2009 Orador invitado, International Forum, NAPE, Houston
- 2008 Orador invitado, Universidad de Oviedo, España
- 2004 Orador invitado, International Forum, AAPG Cancún.
- 2003, 2004, 2005, Profesor Invitado. Universidad Industrial de Santander, Bogotá.
- 2002 Profesor Invitado. Universidad EAFIT, Bogotá, Colombia
- 2000 Orador Invitado - Primera Conferencia de Petróleo de la Asociación de Geólogos Petroleros de Colombia.
- 1987 Mejor Presentación; X Congreso Geológico Argentino.
- 1982 Vice Presidente de la organización de Estudiantes Graduados (Departamento de Geología, The Ohio State University).
- 1982. Premio Edmund Spieker (Estudiante Graduado Destacado, Departamento de Geología, The Ohio State University).
- 1979. Premio Florentino Ameghino. Mejor publicación paleontológica del año, Argentina

Publicaciones

Veiga, R, Vergani, G.D., Brisson, I., Macellari, C.E., and H.A. Leanza, *in press*. The Neuquén Superbasin. AAPG Bulletin.

Macellari, C.E., y J. Whaley, 2019. Vaca Muerta. How a Source became a Reservoir. Georexpro., Vol. 16 N. 4, pp 14-17.

Macellari, C.E., 2018. The Neuquén Super Basin: The Rebirth of a mature basin. AAPG Global Super Basin Leadership Conference, Houston.

Veiga, R., Bande, A., Micuci, E., y C.E. Macellari, 2018. Análisis en la capacidad de almacenamiento de gas a partir del uso de registros de pozo. ejemplos en la formación Vaca Muerta Cuenca Neuquina, Argentina. 10th Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, pp 503-521.

Soto, I., Santos-Betancor, I., Lonergan, L, y C. Macellari, 2013. 3D Geometry of an Active Shale-Cored Anticline in the Western South Caspian Basin. 15th Annual Conference of the International Association for Mathematical Geosciences.

Santos-Betancor, I., Soto, I, Lonergan, L, y C. Macellari, 2013. Gravity-Instabilities Processes and Mass-Transport Complexes During Folding: The Case of a Shale-Cored Anticline in the Western South Caspian Basin.

C. Macellari, S. Damborenea, M. Manceñido. 2012. Taxa dedicated to Alberto C. Riccardi, Revue de Paleobiologie.

Hermoza, W., Zamora Valcarce, G., Macellari, C., y R. Tocco. Paleozoic deformation and its hydrocarbon potential in the Northern Andean Foreland Basin, 2011. VII International Seminar, INGEPET.

Santos-Betancor, I., Soto, J., Sanchez-Borrego, I, y C. Macellari, 2011. Folds and Mud Diapirs in the South Caspian Basin: Implementing the Analysis of Detachment Folds in 3D. 73 EAGE Conference and Exhibition Workshop.

Macellari, C.E., and Hermoza, W., 2009. Subandean segmentation and its impact on hydrocarbon exploration in the Central/Northern Andes. Actas X Simposio Bolivariano, Cartagena, Colombia.

Macellari, C. E., 2007. Remaining Hydrocarbon Potential in the Subandean Basins: A Regional Perspective. Actas IX Simposio Bolivariano, Cartagena, 7 pp.

Macellari, C. E., 2005. Venezuelan Third Round Revisited Eight Years Later: Lessons in Competitive Bidding. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Argentina. 11 pp.

Macellari, C. E., Amaral, J., Salel, J.F, and Osorio, M, 2003. Exploring for subthrust traps in the Upper Magdalena Valley of Colombia – Results of sub-basement drilling. Actas VIII Simposio Bolivariano, Cartagena, accepted for publication.

Macellari, C. E., 1995. Cenozoic sedimentation and tectonics of the Southwestern Caribbean pull-apart basin, Venezuela and Colombia, in A.J. Tankard, R. Suarez S., and H.J. Welsink, Petroleum basins of South America: AAPG Memoir 62, p 757-780.

Macellari, C. E., 1992 Paleogeographic controls in the latitudinal distribution of oil fields of western South America. VI Congreso Geológico Latinoamericano, Salamanca, Actas 4: 380-384.

Macellari, C. E., 1992 Petrografía sedimentaria del Cretácico Superior-Terciario inferior de la Isla Marambio (Seymour), Península Antártica. Revista Asociación Geológica Argentina, 47 (1):9-21.

Macellari, C. E., Su, M., and Townsend, F., 1991. Structure and seismic stratigraphy of the Atacama Basin (Northern Chile). VI Congreso Geológico de Chile.

Macellari, C. E., Barrio, C. A., and Manassero, M. J., 1989. Upper Cretaceous to Paleocene depositional sequences and sandstone petrography of southwestern Patagonia (Argentina and Chile). Journal of South American Earth Sciences, 2 (3):223-239.

Macellari, C. E., 1988. Cretaceous paleogeography and depositional cycles of western South America. Journal of South American Earth Sciences, 1 (4):373-418.

Macellari, C. E., 1988, Stratigraphy, sedimentology, and paleoecology of Upper Cretaceous/Paleocene shelf-deltaic sediments of Seymour Island (Antarctic Peninsula). In: Feldmann, R. M. and Woodburn, M. O. (eds.), Geology and Paleontology of Seymour Island. Geological Society of America Memoir 169, p. 25-53.

Macellari, C. E., 1988. Late Cretaceous Kossmaticeratidae (Ammonoidea) from the Magallanes Basin (Chile). Journal of Paleontology, 62 (6):889-905

Zinsmeister, W. J., and Macellari, C. E., 1988. Bivalvia (Mollusca) from Seymour Island, Antarctic Peninsula. Review of the Cretaceous bivalve fauna of Seymour Island, Antarctic Peninsula. In: Feldmann, R. M. and Woodburn, M. O. (eds.), Geology and Paleontology of Seymour Island. Geological Society of America Memoir 169, p. 253-284

Macellari, C. E. 1987. Tendencias regionales y ciclos deposicionales de Cretacico del Oeste de Sudamerica. X Congreso Geologico Argentino, Tucuman, Actas III:163-66.

Macellari, C. E., and DeVries, T. J., 1987. Late Cretaceous upwelling and anoxic sedimentation in northwestern South America. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 59: 279-292.

Macellari, C. E. 1987. Progressive endemism in the Late Cretaceous Ammonite Family Kossmaticeratidae and the breakup of Gondwanaland. In G. D. McKenzie (ed.), Gondwana Six: Stratigraphy, Sedimentology, and Paleontology. Geophysical Monograph 41: 85-92. American Geophysical Union.

Manassero, M., and Macellari, C. E., 1987. Petrografia sedimentaria de Cretacico Superior de la Cuenca Austral: Formacion La Anita en el sector sur del Lago Argentino. X Congreso Geologico Argentino, Tucuman, Actas II: 17-20.

- Macellari, C. E., Askin, R., and Huber, B., 1987. El limite Cretacico/ Terciario en la Peninsula Antartica. X Congreso Geologico Argentino, Tucuman, Actas III:167-170.
- Macellari, C. E., 1986. Stratigraphic/Sedimentological studies in the Upper Cretaceous of southwestern Patagonia. Antarctic Journal of the U.S., 1986 Review, XXI (5): 78-79.
- Macellari, C. E., 1986. Late Campanian-Maastrichtian ammonites from Seymour Island, Antarctic Peninsula. Journal of Paleontology, Memoir 18, 60 (suppl. to no. 2):1-55.
- Macellari, C. E., 1985. Paleobiogeografia y edad de la fauna de Maorites-Gunnarites (Ammonoidea) del Cretacico Superior de la Antartida y Patagonia. Ameghiniana (Buenos Aires), 21 (2-4):233-242.
- Macellari, C. E., 1985. El limite Cretacico/Terciario en la Peninsula Antartica y en el Sur de Sudamerica: Evidencias macropaleontologicas. VI Congreso Latinoamericano de Geologia, Bogota, 1:266-278.
- Macellari, C. E., 1985. Sedimentología de conglomerados orogénicos Mio-Pliocenos de la Depresión del Táchira (Andes Venezolanos). VI Congreso Geológico Venezolano, Caracas, 2:851-880.
- Macellari, C. E., and De Vries, T., 1985. Late Cretaceous upwelling in the southwestern Venezuelan Andes. VI Congreso Latinoamericano de Geologia, Bogota, 1:259-263.
- Macellari, C. E., 1984. Late Tertiary tectonic history of the Táchira Depression (southern Venezuelan Andes), in Bonini, Hargraves, and Shagam (eds.), The Caribbean-South American Plate Boundary and Regional Tectonics. Geological Society of America Memoir 162:333-341.
- Macellari, C. E., 1984. Revision of serpulids of the genus *Rotularia* (Annelida) at Seymour Island (Antarctic Peninsula) and their value in stratigraphy. Journal of Paleontology, 58 (4):1098-1116.
- Zinsmeister, W. J., and Macellari, C. E., 1983. Changes in the macrofossil faunas at the end of the Cretaceous on Seymour Island, Antarctic Peninsula. Antarctic Journal of the U.S., Annual Review, 18 (5):67-68.
- Macellari, C. E., and Zinsmeister, W. J., 1983. Sedimentology and macropaleontology of the Upper Cretaceous to Paleocene sequence of Seymour Island. Antarctic Journal of the U.S., Annual Review, 18 (5):69-71.
- Macellari, C. E., 1982. El Mio-Plioceno de la Depresión del Táchira, Andes Venezolanos: Distribución paleogeográfica e implicancias tectónicas. GEOS (Caracas), 27:3-18.
- Macellari, C. E., 1982. Tectonica compresional en el sur de los Andes Venezolanos. V Congreso Latinoamericano de Geología, Buenos Aires, 1:403-418.
- Macellari, C. E., and Huber, B., 1982. Cretaceous stratigraphy of Seymour Island, East Antarctic Peninsula. Antarctic Journal of the U.S., Annual Review, 17 (5):68- 70.
- Macellari, C. E., 1979. La presencia del genero *Aucellina* (Bivalvia, Cretacico) en la Formacion Hito XIX (Tierra del Fuego, Argentina). Ameghiniana, (Buenos Aires), 16 (1-2):143-172.

LATE CRETACEOUS STRATIGRAPHY, SEDIMENTOLOGY, AND
MACROPALEONTOLOGY OF SEYMOUR ISLAND,
ANTARCTIC PENINSULA
VOLUME I

DISSERTATION

Presented in Partial Fulfillment of the Requirements for
the Degree Doctor of Philosophy in the Graduate
School of The Ohio State University

By

Carlos Enrique Macellari, Lic., M.Sc.

* * * * *

The Ohio State University
1984

Reading Committee:

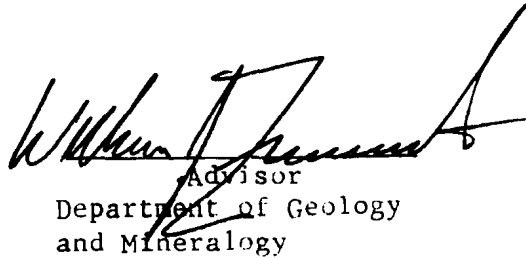
Willian J. Zinsmeister

David H. Elliot

Peter N. Webb

Lawrence A. Krissek

Approved By:


Advisor
Department of Geology
and Mineralogy

LATE CRETACEOUS STRATIGRAPHY, SEDIMENTOLOGY, AND
MACROPALEONTOLOGY OF SEYMOUR ISLAND,
ANTARCTIC PENINSULA
VOLUME II

DISSERTATION

Presented in Partial Fulfillment of the Requirements for
the Degree Doctor of Philosophy in the Graduate
School of The Ohio State University

By

Carlos Enrique Macellari, Lic., M.Sc.

* * * * *

The Ohio State University
1984

Reading Committee:

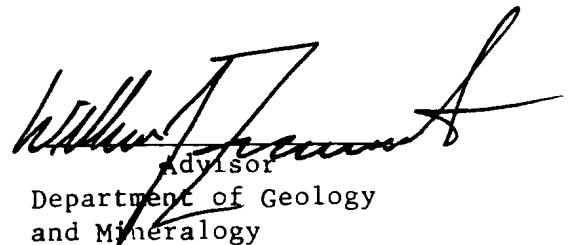
Willian J. Zinsmeister

David H. Elliot

Peter N. Webb

Lawrence A. Krissek

Approved By:


Advisor
Department of Geology
and Mineralogy

Certificamos que el Sr. Carlos Macellari, DU10725316 se desempeñó bajo relación de dependencia desde 16/02/13 hasta 31/05/19, y desde el 1/09/19 hasta el 30/04/20 cumpliendo las siguientes funciones:

TECPETROL CORPORATION

May 2013 – Dic 2013 Director de Exploración

Ene 2014 – Mar 2016 Director de Exploración y Desarrollo

TECPETROL S.A.

Abr 2016 – Mar 2019 Director de Exploración y Desarrollo

Abr 2019 – May 2019 Asesor de Exploración y Desarrollo

Sep 2019 – Abr 2020 Asesor de Exploración y Desarrollo

Se extiende el presente a solicitud del interesado para ser presentado ante quien corresponda en Buenos Aires, a los 16 días del mes de Julio de 2020.



Pablo Ledesma
Director de Recursos Humanos e Institucionales

Madrid, 24 de Mayo, 2020

Señores

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIERO DE PETRÓLEOS – ACIPET
ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GEÓLOGOS Y GEOFÍSICOS DEL PETRÓLEO
– ACGGP
Bogotá DC.

REF: DECLARACIÓN JURAMENTADA

Apreciados señores,

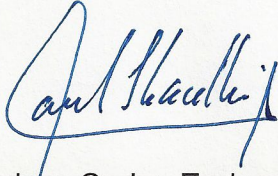
Sirva el presente para hacerles llegar el documento en referencia, el cual respalda el pronunciamiento técnico efectuado.

El SUSCRITO declara bajo juramento que:

- 1) NO me encuentro incurso en las causales de impedimento para actuar como perito en el respectivo proceso, ni en alguna de las causales de exclusión contenidas en el artículo 50 del Código General del Proceso.
- 2) QUE acepto el régimen jurídico de responsabilidad como auxiliares de la justicia.
- 3) QUE tengo los conocimientos necesarios para rendir el dictamen, por cuenta de mi formación y experiencias profesionales.
- 4) QUE he actuado leal y fielmente en el desempeño de mi labor, con objetividad e imparcialidad, tomando en consideración tanto lo que pueda favorecer como lo que sea susceptible de causar perjuicio a cualquiera de las partes.
- 5) QUE se hace señalamiento de los documentos con base en los cuales se rinde este Dictamen.
- 6) QUE, en la medida de lo posible, afirmo que todos los fundamentos del documento que adjunto son ciertos y fueron verificados personalmente.
- 7) Los exámenes, métodos, experimentos e investigaciones efectuados NO son diferentes respecto de aquellos que utilizo en el ejercicio regular de mi profesión u oficio, relacionados con la práctica de la ingeniería.
- 8) NO he sido designado en procesos anteriores o en curso por la misma parte o por el mismo apoderado de la parte.
- 9) Adjunto al presente Dictamen, una historia detallada de mi formación y experiencia profesional, a la que anexo los respectivos soportes; junto con

una lista de publicaciones, relacionadas con la materia del peritaje, que he realizado en los últimos diez (10) años; y un listado de casos en los que han sido designados como perito o en los que haya participado en la elaboración de un dictamen pericial en los últimos cuatro (4) años.

Respetuosamente,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Carlos Macellari', with a stylized flourish at the end.

Nombre: Carlos Enrique Macellari

Identificación: DNI Argentino: 10.725.316

Correo electrónico: carlosmacellari@yahoo.com

Ciudad: Madrid, España

Anexos: Lista de publicaciones relacionadas con el tema.
Ph.D. Dissertation, The Ohio State University

Daniel Olivares

Hoja de vida

Matrícula Profesional

Títulos Académicos

Certificaciones Laborales

Declaración Juramentada Ausencia de Conflicto de Intereses

HOJA DE VIDA



Daniel Olivares Ramos

Age: 36

danielor@cegrande.com

danieloramos@gmail.com

Petroleum Geology Consultant

EDUCACIÓN



Universidad Autónoma de Nuevo León, Facultad de Ciencias de la Tierra

Título: **Ingeniero Geólogo**
Linares, Nuevo León. 2000-2005

EXPERIENCIA

Cerro Grande Natura and City Tours SA de CV

- **Director y Socio Fundador, Julio 2018 - Presente**
 - Diseño del Museo Itinerante de Rocas, Fósiles y Minerales, el primero en su tipo en el área metropolitana de Monterrey, México.
 - Excursiones de campo enfocadas en la Naturaleza, Historia y Cultura del Noreste Mexicano.
 - Expediciones de Geología Superficial enfocadas a la Industria Petrolera.
 - Programas y Talleres Educativos en Ciencias de la Tierra y del Espacio.
 - Colaboración con Museos e Instituciones de Ciencia.
 - Propuestas de valor a clientes e interesados.



GEO: Geoscience and Environmental Consulting of Mexico

- **Consultor Senior Estratigrafía, Marzo 2018**
 - Líder de equipos de geociencias para el área ambiental y petróleo y gas.
 - Prospección y propuestas de valor a clientes potenciales.
 - Impartición de Cursos y Talleres.
 - Pruebas Tecnológicas del Software Geomodeling.
 - Consultorías Especializadas en Geociencias.



PEMEX Exploración y Producción,

- **Gerencia de Exploración de Prospectos de Nuevas Áreas, Subdirección de Geociencias y Aseguramiento Técnico, Villahermosa, Tabasco, Junio de 2016 – Marzo de 2018.**
 - Evaluación de áreas contractuales para participación en licitaciones.
 - Visualización de cuencas internacionales con potencial exploratorio.
 - Careo en reuniones técnicas con compañías internacionales.
 - Exploración regional de las cuencas marinas y terrestres del Golfo de México.
 - Evaluación de Prospectos en áreas salinas, aguas profundas y someras del Golfo de México.
 - Estudios de Roca Almacén para soporte de Localizaciones exploratorias, aguas someras Sonda de Campeche.
- **Coordinación de Modelado Geológico Regional, Activo de Exploración Aguas Profundas Sur, Cd. del Carmen, Campeche, Febrero de 2013-Junio de 2016.**
 - *Estudio de Plays y Prospectos Kanan, Cuenca Salina del Istmo:* Líder e integrador: análisis de play fairway, escenarios de migración e identificación de prospectos exploratorios, 2015.
 - *Estudio de Sistemas Petroleros Kanan, Cuenca Salina del Istmo:* Líder e integrador: definición del modelo tectonoestratigráfico y tabla de eventos del sistema petrolero con escenarios de acumulación-preservación, 2015.
 - *Estudio de Plays Ayikal Norte, Cuenca Salina del Istmo:* Interpretación de la distribución de facies de los plays del Mioceno utilizando estratigrafía sísmica, geomorfología y atributos sísmicos, 2014.
 - *Proyecto de Colaboración Pemex-Chevron, Cuenca Salina del Istmo, Houston, Tx.* 2014
 - *Estudio de Plays Ayikal-Kanan, Cuenca Salina del Istmo:* Interpretación estructural de un área contraccional compleja afectada por tectónica salina. Modelo estructural por debajo de los cuerpos alóctonos de sal. Identificación de trampas subsalinas. 2013
- **Coordinación de Prospectos y Caracterización Inicial, Activo Integral Burgos, Reynosa, Tamaulipas, Octubre de 2009-Febrero de 2013.**
 - *Detalle del Play No Convencional Jurásico Superior Pimienta, Cuenca de Burgos:* Detalle geológico y geoquímico de la Formación Pimienta. Identificación de áreas prospectivas para hidrocarburos líquidos en el sur de la Cuenca de Burgos. Documentación de localizaciones exploratorias. Primer pozo productor de aceite en lutitas en México, 2012.
 - *Evaluación del Potencial del Play No Convencional Lutitas Gasíferas en el Jurásico Superior, Cuencas de Sabinas y Burgos:* Participación en el primer estudio de plays en lutitas del Jurásico Superior, Formaciones La Casita y Pimienta en las Cuencas de Sabinas y Burgos, respectivamente. Identificación de áreas prospectivas y propuesta de estrategia exploratoria. Documentación de localizaciones exploratorias. Primer pozo productor en gas shale en rocas del Jurásico en México, 2011.
 - *Actualización de los Plays Jackson-Yegua, Cuenca de Burgos.* 2010.
 - *Estudio de Plays del Oligoceno Superior y Mioceno, Cuenca de Burgos.* Octubre-Diciembre de 2009.



Grupo SAFFC de México, Coordinación de Prospectos y Caracterización Inicial, Activo Integral Burgos, R.N., PEMEX, Reynosa, Tamaulipas, Junio de 2008-Octubre-2009.

- *Estudio de Plays del Oligoceno Superior y Mioceno, Cuenca de Burgos*. 2009
- *Proyecto Regional del Play Paleoceno Midway en la Cuenca de Burgos*. 2008

Monclova Pirineos Gas, SA de CV. Monterrey, N.L., Septiembre de 2007 a Mayo de 2008.

- Realización de justificaciones técnicas y estudios de perforación de pozos. Seguimiento Geológico-Operacional de pozos exploratorios y de desarrollo. Cuenca de Sabinas.

Grupo SAFFC de México. Coordinación de Estudios de Cuencas, Sistemas Petroleros y Plays, Activo Regional de Exploración R. N., PEMEX, Monterrey, N.L.; Poza Rica, Veracruz, Noviembre de 2006-Septiembre de 2007.

- Plays Tampico-Misantla Sur, Junio 2007-Sep. 2007, Poza Rica, Veracruz.
- Proyecto Popa-Portal de Cadereyta, Cuenca de Sabinas, Nov. 2006-Junio 2007, Reynosa, Tamaulipas.

CURSOS Y CONGRESOS

- *“Curso de Guía Intérprete de Turismo Geológico”*, IngeoExpert, Enero-Febrero de 2018, Online.
- *AAPG Geosciences Technology Workshop Guyana 2017: “Deep Water Exploration of the Columbus and Guiana Basins”*, Georgetown, Guyana, Nov 2017.
- *“Diplomatura en Gestión de Pymes con orientación en comunicación eficaz”*, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires, Junio de 2017 a Septiembre de 2007, Online.
- *“The tools and techniques of geochemistry and chemometrics: From identifying petroleum system to monitoring oil recovery to refinery quality control”*, Curso precongreso, Congreso Mexicano del Petróleo 2013, 3 y 4 de Junio de 2013.
- *“Proyecto Lutitas gasíferas”*, Pemex-Halliburton, Houston, Texas, 2011.
- *“Taller Shale Gas”*, Baker Hughes, McAllen, Texas, 12 y 13 de Julio de 2011.
- Diplomado *“Ingeniería Petrolera para no Petroleros”*, Constancia de Habilidades Laborales, Reynosa, Tamaulipas. 17 de Febrero a 30 de Abril de 2011.
- *“Modelado Sedimentológico I y II”* con DIONISOS, Villahermosa, Tabasco, 28 de Febrero al 4 de Marzo de 2011 y 4 al 10 de Septiembre de 2011.
- *“Diplomado de Modelado Geológico-Geoquímico”*, PEMEX, Instituto Politécnico Nacional, México D.F., Septiembre-Noviembre de 2010.
- *“Introducción a la sísmica de pozo”*, Impartido por Ing. Rafael Pérez Padilla (Halliburton Energy Services), 3-6 de Marzo de 2009, Reynosa, Tamaulipas.
- *“Geographix”* Training Course, Lanmark (módulos: WellBase, GeoAtlas, Prizm, QueryBuilder, SeisVision, XSection y ZoneManager), San Pedro Garza García, Nuevo León, Abril 2008.
- *“Taller para geocientíficos de interpretaciones de secuencias estratigráficas con énfasis en el uso de bioestratigrafía y su integración al perfil del registro (rayos gamma e inducción)”*, Impartido por Rodolfo Guerra Tapia (PaleoSolutions), Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Poza Rica, Veracruz, México, 11-15 de junio de 2007.
- *“Marine Carbonates and Introductory Sequence Stratigraphy”*, Impartido por Dra. Maya Elrick, 23 – 26 de enero de 2006, Centro de Geociencias, UNAM Campus Juriquilla, Querétaro, México.
- American Association of Petroleum Geologist International Conference and Exhibition, Cancún, Quintana Roo, México, 24 – 27 Octubre 2004 (**Student assistant-Certificate of Appreciation**).
- *“Liderazgo”*, Centro Regional de Fomento Ganadero Vallecillo, Impartido en: Facultad de Ciencias de la Tierra, UANL, Linares, Nuevo León, México, 01 de abril de 2003.
- *“IV Verano de la Investigación Científica y Tecnológica de la UANL”*, Facultad de Ciencias Biológicas, UANL, San Nicolás, Nuevo León, México, Julio-Agosto de 2002.

TRABAJOS TÉCNICOS Y EXPOSICIONES

- **Daniel Olivares Ramos**, Juan Jaime Hernández Peñaloza (Expositor), Ana C. Medellín L., Carlos Lora de la Fuente, Enrique Reyes Tovar; *“Análisis Estructural y Potencial Petrolero Relacionado con la*

Actividad Salina en el Área Holok, Golfo de México Profundo” Congreso Mexicano del Petróleo 2014, Acapulco, Gro., 2014.

- **Daniel Olivares Ramos**, Joaquín González B., Dora E. Cruz M., Carlos García H. y Ramiro Fernández T.; *“Análisis Geológico de la Formación Pimienta del Jurásico Superior en el pozo Anhérido-1: Implicaciones para la Exploración de Plays No Convencionales en la Cuenca de Burgos”* Congreso Mexicano del Petróleo 2013, 8 de Junio de 2013.
- **Daniel Olivares Ramos**, Joaquín González B., Dora E. Cruz M., Carlos García H. y Ramiro Fernández T.; *“Análisis Geológico de la Formación Pimienta del Jurásico Superior en el pozo Anhérido-1: Implicaciones para la Exploración de Plays No Convencionales en la Cuenca de Burgos”* Jornadas Técnicas 2012 de las Asociaciones Petroleras de la Delegación Reynosa, 30 de Noviembre de 2012, Reynosa, Tamaulipas.
- Samuel Eguiluz de Antuñano, **Daniel Olivares Ramos** y Rafael López Martínez, *“Discordancia entre el Jurásico y Cretácico en Huizachal, Tamaulipas, México: Su posible correlación con un límite de secuencia global”* Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, v. 29, núm. 1, 2012, p. 87-102
- **Daniel Olivares Ramos**, Irving Arvizu Gutierrez, Alberto Marino Castañón, Baltazar Hernández Sánchez y Magda Rodríguez Pedraza, 2011, *Risk analysis of the Upper Eocene Yegua Play, a Gravitational Collapse Structure, South Burgos Basin, Northeastern Mexico*, Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, V. 61, p. 793.
- **Daniel Olivares Ramos**, Irving R. Arvizu Gutierrez, Alberto Marino Castañón y Baltazar Hernández Sánchez *“Geological and risk analysis of an Upper Eocene Play in the Burgos Basin, Northeast Mexico”*, Gulf Coast Association of Geological Societies, 61st Annual Convention, October 16-19, 2011, Veracruz, Mexico (*Congreso Cancelado*)
- **Daniel Olivares Ramos**, Irving R. Arvizu Gutierrez, Alberto Marino Castañón y Baltazar Hernández Sánchez, *“Análisis de Riesgo del Play Yegua, Estructura de Colapso Gravitacional, del Eoceno Superior, Área Sur de la Cuenca de Burgos, Noreste de México”*, Congreso Mexicano del Petróleo 2011, Junio 2011, Puebla, Puebla, México.
- **Daniel Olivares Ramos**, Irving R. Arvizu Gutierrez, Baltazar Hernández Sánchez y Alberto Marino Castañón; *“Estudio Geológico y Análisis del Riesgo de un Play Gasífero Asociado a una Estructura de Colapso Gravitacional, Cuenca de Burgos, Noreste de México”*, Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración (AMGE) Delegación Reynosa, Reynosa, Tamaulipas, México, 25 de Febrero de 2011.
- **Daniel Olivares Ramos**, Antonio Espiricueto Islas, Tania F. Quiroga Aguilar, Alberto Marino Castañón y Edgar Rosales Gómez; *“Distribución del Play Cretácico Navarro-Taylor Turbidítico y sus Implicaciones Estratigráficas, Peleogeográficas y Económicas en la Cuenca de Burgos”* Jornadas Técnicas 2008 de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C. (AIPM) Delegación Reynosa, 1 de Octubre de 2008, Reynosa, Tamaulipas.
- **Daniel Olivares Ramos** y Osvaldo Muñoz Morales; *“Contribución al conocimiento estratigráfico del Cretácico Superior del área de Monterrey: Formación Parras y Grupo Difunta, Noreste de México”* Libro de Resúmenes del II Simposio Geocientífico Internacional Linares 2008, Facultad de Ciencias de la Tierra-UANL, 23-27 de Junio de 2008, Linares, Nuevo León.

LOGROS

- **Liderazgo** de equipos de geociencias.
- Participación en **proyectos en el extranjero** en colaboración con compañías internacionales.
- Participación en la exploración inicial de los proyectos de **gas y aceite en lutitas** en México.
- Prueba de concepto y propuestas de perforación para yacimientos no convencionales en la Cuenca de Burgos que incluyeron el **primer descubrimiento de aceite en lutitas en México**.
- Evaluación de áreas contractuales para la participación en las **rondas exploratorias** mexicanas.
- Parte del **equipo técnico** de careo ante compañías operadoras internacionales.
- Metodología de **exploración regional** de la cuenca del Golfo de México, terrestre y marino.
- Implementación de metodologías para la delimitación de áreas de interés exploratorio.
- **Estudios regionales de plays y sistemas petroleros** en diversas cuencas del Golfo de México como apoyo a la comprensión de los modelos geológicos con el objetivo de reducir la incertidumbre y el riesgo de exploración.

- Estudios tectonoestratigráficos en la **Cuenca Salina del Istmo** como herramienta exploratoria para comprender las relaciones de la tectónica salina compleja con la distribución de roca almacén.

SOFTWARE

Microsoft Office, Canvas, ArcGIS, Petrel, Decision Space Geoscience.

RECONOCIMIENTOS

- Agradecimientos del **Activo Integral Burgos** y de la **Gerencia de Evaluación de Prospectos de Nuevas Áreas** de Pemex por las contribuciones realizadas.
- **Mención Honorífica**; Examen Profesional de Licenciatura, Facultad de Ciencias de la Tierra, UANL, Linares, Nuevo León, México, Septiembre de 2006.
- **Reconocimiento a la Excelencia Académica 2005**; Asociación Nacional de Facultades y Escuelas de Ingeniería (ANFEI), Veracruz, Veracruz, México, Mayo de 2006.
- **Reconocimiento a la Excelencia Académica**; Federación de Colegios Profesionales del Estado de Nuevo León, A.C., Monterrey, Nuevo León, México, Enero de 2006.
- **Premio al Mérito Académico**, Facultad de Ciencias de la Tierra, Universidad Autónoma de Nuevo León, Monterrey, Nuevo León, México, Septiembre de 2005.
- **Programa de Búsqueda y Desarrollo de Talentos a Nivel Superior**, Universidad Autónoma de Nuevo León, Nuevo León, México, 2000-2005.



CONOCIMIENTO ESPECIALIZADO EN PLAYS NO CONVENCIONALES

- Participación en el diseño e implementación de la **metodología de exploración regional** de los plays no convencionales en México.
- Análisis de los **elementos críticos de riesgo**.
- Análisis de los **parámetros geoquímicos, sedimentológicos, estratigráficos y operativos** de los plays no convencionales a nivel de cuenca, plays y prospecto.
- Participación en la identificación de los **sitios de perforación** para la prueba de concepto.
- Integración de los parámetros petrofísicos, evaluaciones, análisis y descripción de núcleos para definir los intervalos estratigráficos de **navegación horizontal**.
- **Parte técnica del plan de prueba de concepto y desarrollo**.

CÉDULA 5009221

sep



México D.F. 11 de Enero del 2007



FIRMA DEL TITULAR

Daniel R.

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
DIRECCIÓN GENERAL DE PROFESIONES

CÉDULA 5009221

EN VIRTUD DE QUE

**DANIEL
OLIVARES
RAMOS**

CURP: OIRD831201HNLLMN02

CUMPLIÓ CON LOS REQUISITOS EXIGIDOS POR LA LEY
REGlamentaria DEL ARTÍCULO 56 CONSTITUCIONAL
RELATIVO AL EJERCICIO DE LAS PROFESIONES EN EL
DISTRITO FEDERAL Y SU REGLAMENTO SE LE EXPIDE

EN EDUCACIÓN DE TIPO SUPERIOR LA

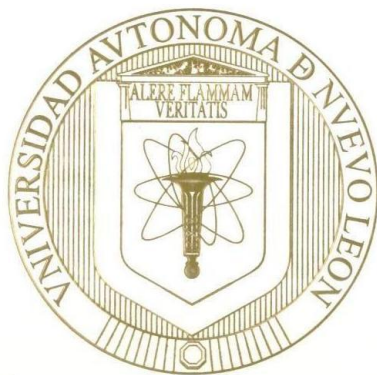
CÉDULA

PERSONAL CON EFECTOS DE PATENTE PARA
EJERCER PROFESIONALMENTE EN EL NIVEL DE

**LICENCIATURA COMO
INGENIERO GEÓLOGO**

[Signature]

**VÍCTOR EVERARDO BELTRÁN CORONA
DIRECTOR GENERAL DE PROFESIONES**



LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



Firma del interesado

Daniel R

Otorga a

DANIEL OLIVARES RAMOS

Título de

INGENIERO GEÓLOGO

En atención a que cumplió los estudios reglamentarios y haber sido aprobado en su examen profesional el día veintisiete del mes de septiembre del año dos mil seis, según consta en los archivos de esta Universidad. Expedido en Monterrey, Nuevo León, el día once del mes de octubre del año dos mil seis.

"Alere Flammam Veritatis"

El Rector

ING. JOSÉ ANTONIO GONZÁLEZ TREVIÑO



El Secretario General

DR. JESÚS ANCER RODRÍGUEZ



ALERE FLAMMAM VERITATIS



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA
DE NUEVO LEÓN
DEPARTAMENTO ESCOLAR Y DE ARCHIVO

Registrado el día 11 de Octubre del año 2006.

Con el No. 172069

EL DIRECTOR DEL DEPARTAMENTO

I.Q. LÁZARO VARGAS GUERRA

VERIFICADO POR:

ING. JOSÉ ÁNGEL OVALLE GONZÁLEZ
Sub-director

Sub-director



CERTIFICACIÓN GLOBAL DE LOS ESTUDIOS DEL
C. DANIEL OLIVARES RAMOS

Título de: INGENIERO GEÓLOGO

Fecha del Examen Profesional: 27/09/2006

Periodo de Realización

de los Estudios: 15 VIII 00 al 26 XI 04
 día mes año día mes año

Bachillerato: PREPARATORIA N° 7

Tipo de Institución: OFICIAL DE LA U.A.N.L.

Entidad Federativa: NUEVO LEÓN

Periodo: 1998 - 2000

Cumplió con el Servicio Social conforme al Art. 55º de la Ley Reglamentaria del Art. 5º Constitucional Relativo al Ejercicio de las profesiones en el Distrito Federal, y al Art. 85º del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Art. 5º Constitucional.

Fecha de Certificación de los Estudios. 11 X 06
día mes año



DEPARTAMENTO ESCOLAR
Y DE ARCHIVO

Certificó: **LIC. MIRALDA GARZA TAMEZ**
Jefa de Registro y Titulación



HUELLA DIGITAL
índice izq.



HUELLA DIGITAL
Indice der.





UTN.BA
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
FACULTAD REGIONAL BUENOS AIRES

**Extensión
Universitaria**

Certificado de Aprobación

La Secretaría de Cultura y Extensión Universitaria de la Facultad Regional Buenos Aires de la Universidad Tecnológica Nacional, certifica que Daniel Olivares, Pasaporte 12.557.266, ha aprobado el curso:

*Diplomatura en Gestión de Pymes con orientación en comunicación
eficaz*

Modalidad a distancia, con una carga horaria de 120 horas. Nota: Excelente.

Fecha de inicio: 08 de Junio de 2017.

Fecha de fin: 21 de Septiembre de 2017.



Para verificar la autenticidad del siguiente
certificado ingrese a:
www.sceu.frba.utn.edu.ar/e-learning/svc/ y
digite el código: **CER-OSM3Z424-236188**

Ing. Christian GRILLO
Secretario de Cultura y Extensión Universitaria

Ing. Guillermo OLIVETO
Decano

El Comité Organizador otorga el presente
Reconocimiento a:

Daniel Olivares Ramos

por la brillante exposición de la conferencia:

Estudios de los plays no convencionales de lutitas gasíferas del
Jurásico Superior, Cuencas de Sabinas y Burgos, Noreste de México



Dr. Guillermo C. Domínguez Vargas
Presidente Ejecutivo



Dr. Pedro Silva López
Coordinador Ejecutivo Técnico



Dr. Fernando Rodríguez de la Garza
Coordinador Programa Técnico

LAS ASOCIACIONES DEL ACTIVO INTEGRAL BURGOS DELEGACIÓN REYNOSA

Otorgan el presente
RECONOCIMIENTO

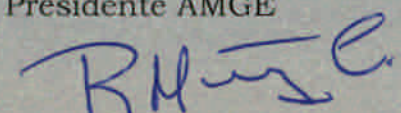
a

Daniel Olívares Ramos

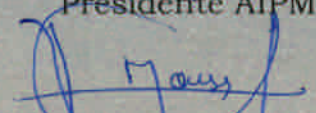
Por su brillante participación como expositor en las Jornadas Técnicas 2012 celebradas en Reynosa, Tamaulipas el 30 de noviembre de 2012, con el tema:

"ANÁLISIS GEOLÓGICO DE LA FORMACIÓN PIMIENTA DEL JURÁSICO SUPERIOR EN EL POZO ANHÉLIDO-1: IMPLICACIONES PARA LA EXPLORACIÓN DE PLAYS NO CONVENCIONALES EN LA CUENCA DE BURGOS"


Ing. Alberto Cortés González
Presidente AMGE


Ing. Rogelio Muñoz Cisneros
Presidente AMGP


Ing. Ricardo Martínez Sierra
Presidente AIPM


Ing. Zacarías Moisés Contreras
Presidente CIPM





ASOCIACION DE INGENIEROS
PETROLEROS DE MEXICO, A.C.

Número de Registro STPS:
AIP-580925-311-0013

Petróleos Mexicanos Activo Integral Burgos

RFC: PME380607P35
Registro Patronal: 000000
Giro: Administración pública federal en general



Otorga la presente:

Constancia de Habilidades Laborales

Al C. Daniel Olivares Ramos

CURP: OIRD831201HNLLMN02

Ocupación: INGENIERO GEOLOGO

Clave STPS: 213010300

por haber aprobado el Diplomado denominado:

INGENIERÍA PETROLERA PARA NO PETROLEROS

Módulos 1. Geología del Petróleo, 2. Ingeniería de Yacimientos, 3. Registros Geofísicos de Pozos, 4. Desarrollo de Campos-Perforación de pozos 5. Desarrollo de campos-Terminación y/o Reparación de Pozos, 6. Instalaciones Superficiales y manejo de la Producción, 7. Sistemas Artificiales de Producción, 8. Transporte y Medición de los Hidrocarburos, 9. Economía de los Hidrocarburos, 10. Fundamentos para Evaluación de Proyectos.

Impartido en Reynosa, Tam. Del 17 de febrero al 30 de abril del 2011, con una duración de 160 horas, dentro del Área temática de Extracción de petróleo y gas natural (cursos de operación, manejo de gas, instrumentos, sistema e. y bombeo)

Los datos se asientan en esta constancia bajo protesta de decir verdad, apercibidos de la responsabilidad en que incurre todo aquel que no se conduce con verdad.

Ing. Ricardo Rosales Lam
Coordinador de Capacitación
A.I.P.M. Delegación Reynosa

Ing. Jorge E. Martínez Martínez
Jefe de Departamento de Personal
Activo Integral Burgos



Certificado de Asistencia



Se extiende el presente certificado a

Daniel Olivares Ramos

En virtud de haber participado en el Taller de

SHALE GAS

McAllen, 12 y 13 de Julio de 2011


Keith Browning
Baker Hughes, Houston


Gomez, German R
Baker Hughes, Mexico



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

CIENCIAS DE LA TIERRA

PEMEX - EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

OTORGA EL PRESENTE DIPLOMA

A

DANIEL OLIVARES RAMOS

Por haber concluido satisfactoriamente el Diplomado de
Modelado Geológico - Geoquímico

Duración: 320 horas teóricas
México, Distrito Federal

Ing. Julio E. Morales de la Garza
Director de la ESIA; Ciencias de la Tierra
Unidad Ticomán

Ing. J. Antonio Escalera Alcocer
Subdirector Técnico de Exploración

HALLIBURTON



Se complacen en reconocer a:

DANIEL OLIVARES RAMOS

por haber completado satisfactoriamente el curso

INTRODUCCION A LA SISMICA DE POZOS

impartido en el aula Raúl González
dentro de las instalaciones de Petróleos Mexicanos

Cd. Reynosa, Marzo 3 – 6, 2009

A blue ink signature of Francisco González Pineda, written in a cursive style.

Ing. Francisco González Pineda

PEMEX

A blue ink signature of Rafael Pérez Padilla, written in a cursive style.

Ing. Rafael Pérez Padilla

Halliburton Energy Services

**LA ASOCIACIÓN DE INGENIEROS PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.
DELEGACIÓN REYNOSA
DIRECTIVA 2007-2009**



Otorga el presente
RECONOCIMIENTO

a

Daniel Olivares Ramos

Por su brillante participación como expositor en las Jornadas Técnicas AIPM-2008, celebradas en Reynosa, Tamaulipas el 31 de octubre de 2008, con el tema:

***"Distribución del Play Cretácico Navarro-Taylor (Knt)
Turbidítico y sus Implicaciones Estratigráficas,
Paleogeográficas y Económicas en la Cuenca de Burgos"***

Ing. Héctor E. Palma Valenzuela
Presidente

Ing. J. Francisco González Pineda
Comisión de Estudios Técnicos

"FRATERNIDAD Y SUPERACIÓN"

50 Aniversario
1958-2008



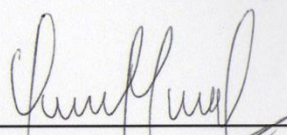
Certificate of Completion

This Certifies that

DANIEL OLIVARES

Successfully Completed the Training Course

GEOGRAPHIX



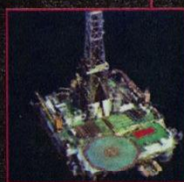
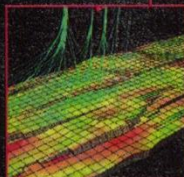
Ing. Adriana Martínez
Instructora

Del 31 de Marzo al 18 de Abril del 2008

Monterrey, Nuevo León

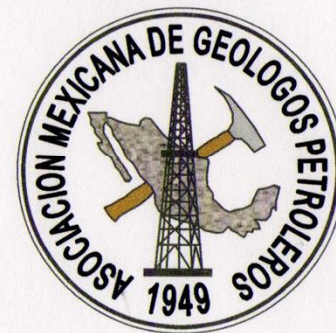
Landmark

HALLIBURTON



Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros A.C.

Delegación Poza Rica



Otorga el presente Diploma a:

Daniel Olivares Ramos

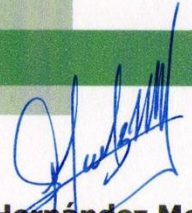
Por participación en el curso:

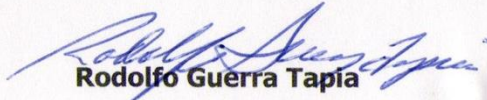
*“TALLER DE INTERPRETACIÓN DE SECUENCIAS ESTRATIGRÁFICAS CON
ÉNFASIS EN EL USO DE BIOESTRATIGRAFÍA Y SU INTEGRACIÓN AL PERFIL
DEL REGISTRO (RAYOS GAMMA e INDUCCIÓN)”*

Dictado por el Ing. Rodolfo Guerra Tapia

En la Ciudad de Poza Rica del 11 al 15 de Junio de 2007

15 de Junio de 2007, Poza Rica de Hidalgo, Veracruz


Javier Hernández Mendoza
Eventos Técnicos AMGP


Rodolfo Guerra Tapia

Instructor



PROGRAMA DE POSGRADO EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Campus Juriquilla

Querétaro C.P. 76230



**A QUIEN CORRESPONDA
Presente.**

Por medio del presente hago constar que el estudiante **Daniel Olivares Ramos** participó y cumplió con el programa completo del curso teórico práctico denominado: "Marine Carbonates and Introductory Sequence Stratigraphy" impartido por la Dra. Maya Elrick, de la Universidad de Nuevo México, del 23 al 26 de enero del año en curso, en las instalaciones del Centro de Geociencias, UNAM Campus Juriquilla, Qro.

Sin más de momento, se extiende la presente constancia para los fines que al interesado convengan.

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Juriquilla, Qro. a 25 de Enero de 2006.

EL RESPONSABLE DE POSGRADO

DR. ROBERTO S. MOLINA GARZA

c.c.p.- Expediente

*Centros de Ciencias de la Atmósfera y de Geociencias, Institutos de Investigaciones en Matemáticas
Aplicadas y en Sistemas, Geofísica, Geología y Geografía.*



LA ASOCIACION NACIONAL DE FACULTADES
Y ESCUELAS DE INGENIERIA

OTORGA EL

RECONOCIMIENTO

A LA EXCELENCIA ACADEMICA

A

DANIEL OLIVARES RAMOS

POR HABER SIDO EL MEJOR EGRESADO DE LA LICENCIATURA EN

INGENIERIA GEOLOGICA

DE SU INSTITUCION, EN EL AÑO 2005

ING. ENRIQUETA GONZALEZ AGUILAR
PRESIDENTA

VERACRUZ, VERACRUZ MAYO 2006



**LA FEDERACIÓN DE COLEGIOS
PROFESIONALES DEL ESTADO
DE NUEVO LEÓN, A.C.**

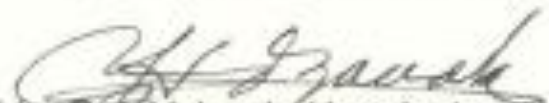
Otorga el merecido reconocimiento a:

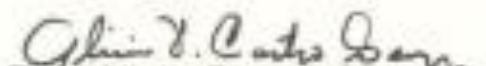
Daniel Olivares Ramos

Por la EXCELENCIA ACADÉMICA alcanzada en el curso
de su vida Universitaria al cursar la carrera de

C. DE LA TIERRA

Y le convoca para que su inteligencia y responsabilidad,
se comprometan permanentemente en la consolidación
del desarrollo y constante progreso de nuestro país


Lic. Enr. Yolanda Hernández Z.
Presidente


Dra. Alicia Castro González
Secretario General

Monterrey, N.L. Enero 26 del 2006



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

"2006. Año del Bicentenario del Natalicio del
Benemérito de las Américas
Don Benito Juárez García"



FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA

La Comisión Académica de la Facultad de Ciencias de la Tierra de la Universidad Autónoma de Nuevo León, después de revisar la propuesta que presentó el Jurado Examinador del Examen Profesional del ahora Ing. Daniel Olivares Ramos de que se le otorgue una Mención Honorífica, por la trayectoria académica, el desarrollo de su tesis y la sustentación de su examen profesional, esta Comisión Académica apogándose a lo establecido en el Reglamento General de Exámenes Profesionales y de Posgrado, Capítulo VII (de la mención honorífica) que al calce establece:

Artículo 33.- Podrá otorgarse Mención Honorífica al alumno tomando en consideración su trayectoria académica, siempre y cuando reúna los siguientes requisitos:

- I. Promedio mínimo de calificación de 95 (noventa y cinco)
- II: Haber aprobado todas las materias en primera oportunidad.
- III. Sustentar examen de calidad relevante, a juicio del jurado.

Esta Comisión Académica encuentra que según kárdex de calificaciones y promedio general de aprovechamiento avalado por la Subdirección Académica de esta Facultad, y aunado al examen de calidad que ratifican por escrito los miembros del jurado que participaron en el examen Profesional del Ing. Olivares Ramos, resuelve que: "cumple con todos los puntos establecidos en el Artículo 33 del citado Reglamento, por lo que el Ing. Daniel Olivares Ramos se hace acreedor a una MENCIÓN HONORÍFICA por su trayectoria académica".

Hda. de Guadalupe, Linares, N.L., 17 de Abril del 2007.

Por la Comisión Académica

Dr. José Rosal Chapa Guerrero

Dr. Juan Alonso Ramírez Fernández

Dr. Sóstenes Méndez Delgado

M.C. Ángel García Peña



COMISION
ACADEMICA

Dr. Héctor de León Gómez
Director

Dr. Francisco Modina Barrera

Dr. Fernando Velasco Tapia

Dr. Cosme Luna Simuta

c.c.p. Archivo

Carretera a Cerro Prieto km. 8, Ex Hacienda de Guadalupe, C.P. 67700, A.P. 104

Linares, Nuevo León, México

Tels.: 01(821) 214 2010 - 214 2030 / Fax: 01(821) 214 2020

Directo: 01(81) 8329 4170

www.fct.uanl.mx



LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

Otorga el

Reconocimiento al Mérito Académico

al Sr.

Daniel Olivares Ramos

de la

Facultad de Ciencias de la Tierra



Cuyo promedio de calificaciones lo distingue como el alumno más sobresaliente de los egresados de esta facultad, durante el año Escolar 2004-2005. Se entrega este reconocimiento en Sesión Solemnar del H. Consejo Universitario.

"Alere Flammam Veritatis"

Monterrey, Nuevo León, a 14 de septiembre del año 2005

El Rector

ING. JOSÉ ANTONIO GONZÁLEZ TREVIÑO



El Secretario General

DR. JESÚS ANGER RODRÍGUEZ



CERTIFICATE OF APPRECIATION

This certificate is awarded to

Daniel Olivares Ramos



in recognition of valuable contributions to
AAPG International Conference
Held in Cancun, Mexico
October 24—27, 2004

Ken L. Van Dine
Registration Supervisor

October 24, 2004

Date



Universidad Autónoma de Nuevo León
Centro Regional de Fomento Ganadero Vallecillo



OTORGA EL PRESENTE

Reconocimiento

A: Daniel Olivares Ramos

Por haber participado en la Conferencia sobre:

" Liderazgo "

Impartida en la Facultad de Ciencias de la Tierra, en Linares, N. L., el 01 de Abril de 2003

UANL70
ANIVERSARIO
1933 - 2003

educación
PARA LA VIDA

Dr. José Rosbel Chapa Guerrero
Director de la Fac. Ciencias de la Tierra

Ing. Argelio Santos Halisak
Director del C.R.F.G.V.



LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



OTORGA EL PRESENTE RECONOCIMIENTO
A:

Daniel Olivares Ramos

POR SU PARTICIPACIÓN EN EL PROGRAMA DE BÚSQUEDA Y
DESARROLLO DE TALENTOS A NIVEL SUPERIOR

DR. LUIS J. GALÁN WONG
RECTOR

DRA. MA. ELIZABETH CÁRDENAS CERDA
SECRETARIA ACADÉMICA

M.C. JUAN MANUEL ADAME RODRÍGUEZ
COORDINADOR DE FACULTADES





Contrato INDIVIDUAL Trabajo

CONTRATO INDIVIDUAL DE TRABAJO FOLIO 11823361 QUE CELEBRAN POR UNA PARTE PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION, QUE EN LO SUCESIVO SE DENOMINARÁ "EL PATRÓN", CON DOMICILIO EN AVENIDA MARINA NACIONAL 329 C 3 PETROLEOS MEXICANOS DISTRITO FEDERAL 11311, REPRESENTADO POR LIC. FABIAN FARRIS ALEJANDRO, EN SU CARACTER DE REPRESENTANTE PATRONAL, Y POR LA OTRA PARTE DANIEL OLIVARES RAMOS, FICHA: 516615, QUE EN LO SUCESIVO SE DENOMINARÁ "EL TRABAJADOR" DE 29 AÑOS DE EDAD, SEXO MASCULINO, ESTADO CIVIL CASADO(A), NACIONALIDAD MEXICANA, RFC OIRD831201H14, CURP OIRD831201HNLLMN02, CON DOMICILIO EN NUEVO LEON RODRIGUEZ REYNOSA TAMAULIPAS, EL CUAL SE SUJETARÁ A LAS SIGUIENTES:

CLÁUSULAS

PRIMERA.- Las partes celebran el presente contrato por tiempo indeterminado, a partir del 25 de Febrero de 2013.

SEGUNDA.- El trabajador prestará sus servicios al patrón con la categoría de confianza - ESPECIALISTA TECNICO "D" - Nivel 33, en el Área GPO MULT DE ESPTAS TÉCN D DISEÑO D PROYS adscrito a SUBDIRECCION GESTION D RECURSOS TECNICOS que tiene establecida en CD. DEL CARMEN, CAMP., percibiendo como salario el que rija de acuerdo a los tabuladores establecidos por el patrón, los cuales están depositados ante la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje, y se considerará cubierto por cuota diaria, atendiendo a la categoría, nivel y jornada del trabajador, cuyo salario ordinario se integrará con salario tabulado, fondo de ahorro (cuota variable) y ayuda de renta de casa, el que sin las prestaciones antes mencionadas aparece en el tabulador del personal de confianza.

El trabajador tendrá una compensación del 30% de tiempo extra ocasional (TEO), el cual estará sujeto a los términos y condiciones previstos en los artículos 26, 27, 29 y 30 del Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

El trabajador desempeñará el servicio bajo la dirección de los representantes del patrón, a cuya autoridad estará subordinado en todo lo concerniente al trabajo, quedando expresamente convenido que en el desempeño de su trabajo acatará todas las órdenes y disposiciones dictadas por el patrón, siempre que se refieran al trabajo contratado, así como las normas internas y los ordenamientos legales que le sean aplicables.

Entre otras, tendrá a su cargo las siguientes funciones:

- Supervisar y coordinar los procesos y funciones encomendadas.
- Promover y vigilar el cumplimiento de las políticas y normatividad aplicables en su ámbito de competencia.
- Supervisar y/o asegurar que las actividades de los proyectos asignados se realicen con apego a la normatividad y especificaciones acordadas.
- Verificar la correcta utilización de los instrumentos y equipos de trabajo asignados.

El trabajador se obliga a mantener estricta confidencialidad de la información que se maneja en el área en la que desempeñe sus funciones, por la labor que desarrolla directamente con el patrón.

El patrón se obliga a pagar catorcenalmente el importe de los servicios en forma directa o a través de instituciones bancarias.

TERCERA.- Las partes manifiestan que el trabajador prestará sus servicios de lunes a viernes de cada semana, en jornada 00 "JORNADA DIURNO", en horario de 08:00 hrs. a 14:00 hrs. y de 16:00 hrs. a 18:00 hrs. Obligándose a acudir a laborar fuera de su jornada normal de trabajo, cuando sea requerido.

CUARTA.- Las partes convienen en que los días de descanso del trabajador serán los sábados y domingos, así como los días de descanso obligatorio señalados en el artículo 74 de la Ley Federal de Trabajo y los festivos contractuales.

QUINTA.- Las partes convienen en que durante el tiempo en que dure el presente contrato se regirá por las disposiciones contenidas en el Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, el cual es de su conocimiento.

SEXTA.- Las partes manifiestan que lo que no se encuentra estipulado en el presente contrato, que derive de la relación de trabajo entre los celebrantes, queda sujeto a las disposiciones de la Ley Federal del Trabajo, así como a las del Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, en lo que les resulte aplicable.

SEPTIMA.- La celebración del presente contrato no afecta los derechos laborales adquiridos por el trabajador, tales como prestaciones, antigüedad y condiciones de jubilación.

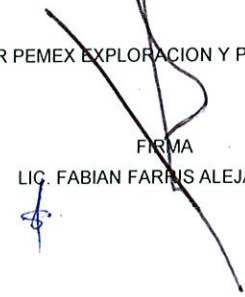
Leído por las partes el presente contrato, lo firmaron por triplicado en Carmen el 23 de Febrero de 2013, quedando dos originales en poder del patrón y otro para el trabajador.

EL TRABAJADOR


FIRMA

DANIEL OLIVARES RAMOS

POR PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION


FIRMA

LIC. FABIAN FARRIS ALEJANDRO

Monterrey, N.L. a 11 de junio de 2009

A quien corresponda:

Por medio de la presente, hacemos constar que la Sr. **Daniel Olivares Ramos**, con número de IMSS 4302834411-7, RFC: OIRD-831201-H14, CURP: OIRD831201HNLLMN02 laboró con nosotros desde el 01 de Octubre de 2007 hasta el 30 de Mayo de 2008, desempeñando el puesto de **Geologo**.

Durante el tiempo que el Sr. Olivares colaboró con nosotros, demostró ser una persona seria y honesta, habiendo desarrollado su puesto en forma correcta, por lo que no tenemos inconveniente en recomendarlo ante Ustedes.

Nombre de la Empresa: **LOA VIADES Y ASOCIADOS, S.C.**

Dirección: Galeana No. 940 Sur D-9, Col. Centro, Monterrey, N.L.

Tel. (81) 8342 37 37

RFC: LVA-020121-159

NRP: Y39 18083 10 0

Sin más por el momento, se extiende la presente a petición de el Sr. Olivares para los fines que le convenga y agradeceremos las atenciones que se sirvan tener para con el portador de la misma.

ATENTAMENTE


Lic. Alberto Viades Joseph
Socio Director



LOAViades
Y ASOCIADOS
Tu Socio en Recursos Humanos

Monterrey, Nuevo León, México, 26 de mayo de 2020.

Señores

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIERO DE PETRÓLEOS – ACIPET
ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GEÓLOGOS Y GEOFÍSICOS DEL PETRÓLEO
– ACGGP
Bogotá DC.

REF: DECLARACIÓN JURAMENTADA

Apreciados señores,

Sirva el presente para hacerles llegar el documento en referencia, el cual respalda el pronunciamiento técnico efectuado.

El SUSCRITO declara bajo juramento que:

- 1) NO me encuentro incurso en las causales de impedimento para actuar como perito en el respectivo proceso, ni en alguna de las causales de exclusión contenidas en el artículo 50 del Código General del Proceso.
- 2) QUE acepto el régimen jurídico de responsabilidad como auxiliares de la justicia.
- 3) QUE tengo los conocimientos necesarios para rendir el dictamen, por cuenta de mi formación y experiencias profesionales.
- 4) QUE he actuado leal y fielmente en el desempeño de mi labor, con objetividad e imparcialidad, tomando en consideración tanto lo que pueda favorecer como lo que sea susceptible de causar perjuicio a cualquiera de las partes.
- 5) QUE se hace señalamiento de los documentos con base en los cuales se rinde este Dictamen.
- 6) QUE en la medida de lo posible, afirmo que todos los fundamentos del documento que adjunto son ciertos y fueron verificados personalmente.
- 7) Los exámenes, métodos, experimentos e investigaciones efectuados NO son diferentes respecto de aquellos que utilizo en el ejercicio regular de mi profesión u oficio, relacionados con la práctica de la ingeniería.
- 8) NO he sido designado en procesos anteriores o en curso por la misma parte o por el mismo apoderado de la parte.
- 9) Adjunto al presente Dictamen, una historia detallada de mi formación y experiencia profesional, a la que anexo los respectivos soportes; junto con



una lista de publicaciones, relacionadas con la materia del peritaje, que he realizado en los últimos diez (10) años; y un listado de casos en los que han sido designados como perito o en los que haya participado en la elaboración de un dictamen pericial en los últimos cuatro (4) años.

Respetuosamente,



Nombre: Daniel Olivares Ramos

Identificación: Credencial INE México OLRMDN83120119H100

Correo electrónico: danieloramos@gmail.com

Ciudad: Monterrey, Nuevo León, México